



Nuno Baptista Reis

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores

Estratégias de gestão de energia em comunidades de edifícios nZEB para o aumento da vida útil do transformador

Preparação da Dissertação para Obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Doutor João Francisco Alves Martins, Professor Associado FCT/UNL

Coorientador: Doutor Rui Miguel Amaral Lopes, Professor Auxiliar Convidado FCT/UNL

Estratégias de gestão de energia em comunidades de edifícios nZEB para o aumento da vida útil do transformador

Copyright © Nuno Baptista Reis, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Aos meus pais, irmãos e namorada.

Agradecimentos

Em primeiro lugar quero expressar o meu agradecimento ao meu orientador, Professor Doutor João Martins pela oportunidade que me deu para realizar este trabalho. Quero agradecer também, de forma especial, ao meu co-orientador, Professor Doutor Rui Lopes por todos os conselhos, orientação e incondicional disponibilidade ao longo deste ano.

Gostaria também de agradecer aos Serviços de Ação Social e à Direção-Geral de Ensino Superior pelo apoio financeiro que me prestaram ao longo de todo o meu percurso académico. Um agradecimento ao Instituto de Ciências da Terra (ICT) – Pólo da Universidade de Évora pela partilha dos dados climatéricos utilizados neste estudo.

Ao meu grande amigo e colega de quarto João Paulo Baixinho por todos os momentos que partilhámos juntos. Um obrigado aos meus amigos Adriano Chora e João Pedro Oliveira por partilharem comigo a grande experiência que foi Erasmus. Agradeço a todos os meus colegas de curso e em especial ao meu amigo Didier Lopes por todos os momentos partilhados, pela ajuda e pela força que me foram transmitindo ao longo de todo o curso. Agradeço também a todos os meus colegas da Residência Fraústo da Silva pelos momentos risonhos que me proporcionaram ao longo destes 5 anos.

Um muito obrigado a toda a minha família e em especial à minha tia Helena pela disponibilidade nos transportes, entre muitas outras coisas.

Aos meus pais, pela grande educação que me deram, pelo exemplo, sacrifício, pela luta constante, e por tudo aquilo que me ensinaram e que faz de mim a pessoa que sou, um grande obrigado. À minha irmã mais nova Inês que me atura como ninguém. Um agradecimento especial ao meu irmão mais velho Félix por se mostrar sempre disponível para me ajudar e por me ter facultado o seu computador, sem o qual não me seria possível realizar este trabalho.

Por fim, quero agradecer à minha namorada Cláudia pela enorme força que me dá, por sempre confiar nas minhas capacidades, por todo o seu apoio, amor e amizade e pela constante presença ao longo destes 5 anos. Obrigado!

Resumo

De acordo com a Diretiva 2010/31/UE do parlamento europeu e do conselho de 19 de maio de 2010, existe o compromisso dos estados membros para que a partir de 31 de dezembro de 2020 todos os edifícios novos sejam *nearly Zero-Energy Buildings* (nZEBs).

A literatura mostra que a integração de um elevado número de nZEBs em redes de distribuição de energia elétrica em Baixa Tensão (BT) provoca um excessivo envelhecimento no transformador de distribuição originado por fluxos inversos de energia de elevadas amplitudes. Sendo o transformador de distribuição um dos elementos mais importantes e dispendiosos de uma rede de distribuição é importante a criação de soluções que resolvam o problema do seu excessivo envelhecimento.

Este estudo contribui com uma solução que utiliza uma estratégia *Demand Response* (DR) de controlo de termoacumuladores e uma estratégia de *curtailment*. O caso de estudo incidiu num agregado de 19 edifícios localizados em Évora com perfis de consumo e dados meteorológicos reais. As experiências realizadas estudam o envelhecimento equivalente de um transformador ao longo de um ano de operação, considerando vários cenários. Os resultados demonstram que a combinação das estratégias de *curtailment* e DR, suportadas pelo controlo de termoacumuladores, permitem reduzir o envelhecimento equivalente do transformador, registado num agregado de nZEBs, em 53% assim como reduzir a emissão de CO₂ comparativamente a um cenário onde apenas é aplicado *curtailment*.

Palavras-chave: *nearly Zero-Energy Buildings*; Geração Distribuída; Envelhecimento do Transformador; *Demand Response*; Flexibilidade Energética; *Curtailment*.

Abstract

According to Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010, there is the commitment of member states so that from 31 December 2020 all new buildings to be nearly Zero-Energy Buildings (nZEBs).

The literature shows that the integration of a large number of nZEBs in Low Voltage (LV) distribution grids causes large magnitudes of reverse power flow that may increase the distribution equivalent transformer aging. Given the utmost importance of distribution transformers in the operation of LV grids, it is important to study solutions that solve the excessive transformer aging problem.

This study provides a solution that uses a Demand Response (DR) control strategy of water heaters together with a curtailment strategy. The case study focus a cluster of 19 buildings located in Évora using real electricity demand and climate data. Experiments were made to study the equivalent transformer aging during a one-year period, considering distinct scenarios. The results show that the combination of curtailment and DR strategies, supported by water heaters control, allows to reduce the equivalent transformer aging, registered in a cluster of nZEBs, by 53% and also to reduce the CO₂ emissions comparatively to a scenario where only curtailment strategy it is applied.

Keywords: nearly Zero-Energy Buildings; Distributed Generation; Transformer Aging; Demand Response; Energy Flexibility; Curtailment;

Índice de Matérias

1	Introdução.....	1
1.1	Enquadramento e Motivação.....	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura	4
2	Revisão da Literatura	7
2.1	Soluções existentes para diminuir o fluxo inverso de energia.....	7
2.1.1	Demand Response	8
2.1.2	Armazenamento de Energia Elétrica (Baterias)	13
2.1.3	Curtailment.....	17
2.1.4	Mistas	20
2.2	Discussão.....	22
3	Solução Proposta	25
3.1	Descrição Geral	26
3.2	Gestão da Sobrecarga do Transformador	31
3.2.1	Temperatura hottest-spot.....	31
3.2.2	Envelhecimento Equivalente do Transformador	33
3.2.3	Temperatura Hottest-spot máxima admissível	33
3.2.4	Carga Máxima Admissível.....	34
3.3	Gestão dos Dispositivos Controláveis	36
3.3.1	Dispositivos de Consumo	37
3.3.2	Dispositivos de Geração	47
4	Caso de Estudo	51
4.1	Cenário #1	54
4.2	Cenário #2	60
4.3	Cenário #3	62
5	Resultados e Análise.....	63
5.1	Cenário #1	63
5.2	Cenário #2	70

5.3	Cenário #3	76
5.4	Discussão.....	84
6	Conclusões.....	95
6.1	Síntese Geral do Trabalho	95
6.2	Principais Contribuições.....	96
6.3	Trabalhos Futuros.....	98
	Referências.....	101

Índice de Figuras

Figura 1– Estratégias consideradas para reduzir os fluxos inversos de energia.....	8
Figura 2 - Trocas de energia diárias entre o edifício e a rede, com e sem sistema de armazenamento energético	17
Figura 3 – Mecanismo de <i>curtailment droop-based</i> de potência ativa [10].....	18
Figura 4 – Relação entre a energia cortada e a capacidade de instalação fotovoltaica para as diferentes estratégias de corte de potência ativa [53].	19
Figura 5 – Representação esquemática do perfil de consumo, de geração, de carga e descarga da bateria, aplicação de <i>curtailment</i> e respetivas interações com a rede [46].	21
Figura 6 – Níveis de tensão no ponto de acoplamento comum antes e depois de armazenamento energético e aplicação de DR [32].....	21
Figura 7 – Representação da interação de diferentes entidades com uma rede BT.....	26
Figura 8 - Modelo Conceptual da Solução Proposta.....	28
Figura 9 - Fluxograma da metodologia utilizada na solução proposta para o aumento da vida útil do Transformador.	29
Figura 10 – Diagrama de blocos das equações diferenciais que descrevem a transferência de calor [23].	32
Figura 11 - Relação entre o Fator de Envelhecimento do isolamento e a Temperatura <i>Hottest-spot</i> θh	34
Figura 12 - Fluxograma da metodologia utilizada para o cálculo da carga máxima admissível no Transformador.	35
Figura 13 – Representação Conceptual do balanço energético do termoacumulador.....	38
Figura 14 – Fluxograma do algoritmo de controlo que o termostato exerce no termoacumulador.	40
Figura 15 – Variação da temperatura T_n da água no interior do tanque e da potência Q_u fornecida ao termoacumulador ao longo de um período de tempo de 24h.....	41
Figura 16 - Perfil normalizado do consumo diário de água quente de 1 habitante relativamente ao seu consumo médio diário..	42
Figura 17 – Fluxograma do processo de seleção e controlo de termoacumuladores para diminuir fluxos inversos de energia.	45
Figura 18 - Fluxograma do processo de seleção e controlo de termoacumuladores para diminuir fluxos diretos de energia.....	46

Figura 19 – Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica (modelo com díodo).....	47
Figura 20 – Fluxograma da metodologia utilizada para a aplicação do corte de geração em todos os edifícios presentes numa rede BT.	50
Figura 21 - Perfil de consumo de energia elétrica do agregado dos 19 edifícios no ano de 2014 [22].	52
Figura 22 – Perfil de consumo de água quente horário de um habitante com um consumo médio diário de 40 litros.....	55
Figura 23 – Variação da temperatura ambiente ao longo do ano de 2014 em Évora e estimativa da temperatura da água fria para o mesmo ano	58
Figura 24- Resumo dos dados climatéricos utilizados no modelo fotovoltaico e no modelo do transformador. Temperaturas média, máxima e mínima mensais e irradiância mensal num plano inclinado de 30°. Adaptado de [22].	62
Figura 25- Perfil de consumo de energia elétrica dos termoacumuladores ao longo do ano.	64
Figura 26 – Carga elétrica média diária anual relativa aos 19 termoacumuladores normalizada para a carga nominal do transformador.	65
Figura 27 – Relação entre o consumo de energia elétrica médio diário dos termoacumuladores (linha preta) e a temperatura média diária da água fria (linha cinzenta) ao longo do ano..	66
Figura 28 – Perfil de consumo de energia elétrica total ao longo do ano para o Cenário #1.....	67
Figura 29 – Temperatura ambiente máxima diária e pico de carga diário da rede BT normalizado em relação à carga nominal do transformador.....	68
Figura 30 – Perfil de carga médio diário anual do transformador BT.....	69
Figura 31 – Temperatura <i>hottest-spot</i> do transformador BT e envelhecimento acumulado para todos os instantes do ano.	70
Figura 32 – Diagramas de carga médios diários anuais da rede BT normalizado de acordo com a carga nominal do transformador.....	72
Figura 33 – Carga instantânea normalizada do transformador BT ao longo de todo o ano.	73
Figura 34 - Temperatura <i>Hottest-spot</i> θh do transformador ao longo de todo o ano.....	74
Figura 35 – Picos de carga diários normalizados em função da carga nominal do transformador.	75
Figura 36 - Temperatura <i>hottest-spot</i> do transformador e envelhecimento acumulado para todos os instantes do ano.....	76
Figura 37 – Diagrama de consumo médio diário anual relativo aos 19 edifícios do Cenário #2 (linha preta a tracejado) e do Cenário #3 (área a cinzento) e perfil de geração médio diário anual dos 19 edifícios do Cenário #2 (linha cinzenta) e do Cenário #3 (linha vermelha)..	77

Figura 38 - Diagrama de carga instantâneo do agregado dos 19 Termoacumuladores no Cenário #2 (linha cinzenta a picotado) e no Cenário #3 (linha preta) e temperatura <i>hottest-spot</i> no Cenário #2 (linha rosa a tracejado) e no Cenário #3 (linha cinzenta) para o dia 15 de fevereiro.....	78
Figura 39 - Diagrama de carga instantâneo do agregado dos 19 Termoacumuladores no Cenário #2 (linha cinzenta a picotado) e no Cenário #3 (linha preta) e temperatura <i>hottest-spot</i> no Cenário #2 (linha rosa a tracejado) e no Cenário #3 (linha cinzenta) para o dia 10 de março.	79
Figura 40 – Geração fotovoltaica instantânea do agregado dos 19 Termoacumuladores no Cenário #2 (área rosa) e no Cenário #3 (área cinzenta) e temperatura <i>hottest-spot</i> no Cenário #2 (linha rosa a tracejado) e no Cenário #3 (linha cinzenta) para o dia 10 de março.....	81
Figura 41 – Módulo do diagrama de carga médio diário anual do transformador nos Cenários #2 e #3.	81
Figura 42 – Carga elétrica instantânea registada no transformador ao longo de todo o ano de 2014 para o Cenário #2 e para o Cenário #3. Os valores apresentados encontram-se normalizados em relação à carga nominal do transformador do Cenário #1.	82
Figura 43 – Valores instantâneos da temperatura <i>hottest-spot</i> do óleo isolante dos enrolamentos do transformador no Cenário #2 e no Cenário #3.....	83
Figura 44 - Temperatura <i>hottest-spot</i> do transformador e Envelhecimento acumulado para todos os instantes do ano do Cenário #3.	84
Figura 45 – Comparação entre a carga média diária anual resultante da utilização dos termoacumuladores (figura acima) e a carga média diária anual registada no transformador BT.....	85
Figura 46 – Valores instantâneos da temperatura <i>hottest-spot</i> do transformador para os cenários #1, #2 e #3.	87
Figura 47 – Envelhecimento do Transformador (em dias) equivalente a um período de operação de 1 ano para os cenários #1, #2 e #3.	88
Figura 48 – Geração de energia elétrica (a cinzento escuro), corte de energia elétrica (a vermelho), e percentagem de corte de energia elétrica (a cinzento claro) relativo a cada edifício no Cenário #3 ao longo de todo o ano de 2014.	89
Figura 49 – Envelhecimento do transformador (em dias) equivalente a um período de operação de 1 ano para os cenários #3, #3.a e #3.b.	91
Figura 50 – Valores instantâneos da temperatura <i>hottest-spot</i> do transformador para os cenários #3, #3.a e #3.b.....	92

Índice de Tabelas

Tabela 1- Valores dos parâmetros utilizados nas equações que descrevem a temperatura da água no interior do tanque para o exemplo demonstrado na Figura 15.	42
Tabela 2 – N° de habitantes e características do termoacumulador de cada edifício.	53
Tabela 3 – Temperaturas da água e estados iniciais dos termoacumuladores de cada edifício...	56
Tabela 4 - Descrição e valores dos parâmetros utilizados no modelo de envelhecimento do transformador. Adaptado de [23].	59
Tabela 5 - Valores e unidades utilizadas dos parâmetros θ_0 , $\Delta\theta h1$ e $\Delta\theta h2$ para o instante inicial. Adaptado de [23].	59
Tabela 6 – Parâmetros e valores considerados para o modelo do sistema fotovoltaico.	61
Tabela 7 - Valores de energia elétrica associados ao consumo, geração, importação, exportação e autoconsumo do agregado dos 19 edifícios nos cenários #1, #2 e #3.	90
Tabela 8 – Valores de energia elétrica associados ao consumo, geração, importação, exportação e autoconsumo do agregado dos 19 edifícios nos cenários #3, #3.a e #3.b.	93

Lista de Siglas e Abreviaturas

A	Área de cada modulo fotovoltaico
a	Fator ideal modificado
AC	Corrente alternada
C_BT	Consumo total de energia elétrica de todos os edifícios da rede
C_Ed	Consumo de energia elétrica de um edifício
C_TBT	Carga registada à saída do transformador
C _g	Corte de energia elétrica
C _p	Capacidade térmica mássica da água
dc	Dispositivo de consumo Controlável
DC	Corrente contínua
DR	<i>Demand Response</i>
DWH	<i>Domestic Hot Water</i>
ed	Edifício
EE	Envelhecimento equivalente do transformador
F _{env}	Fator de envelhecimento do transformador
F _k	Fator de carga
G	Irradiância Global
G_BT	Geração de energia elétrica à saída do transformador de distribuição
G_Ed	Geração de energia elétrica de um edifício
I	Corrente
I _L	Corrente foto-gerada
I _o	Corrente de saturação reversa do díodo

L	Módulo da carga registada à saída do transformador
L_{exc}	Excesso de carga que provoca acelerado envelhecimento do transformador
L_{max}	Módulo da carga máxima admissível registada à saída do transformador
L_r	Carga nominal do transformador
k_{22}	Constante do modelo térmico do transformador
$F_{k_{max}}$	Fator de carga máximo admissível do transformador
W_p	<i>Watt</i> -pico
m	Fluxo de entrada/saída de água do tanque
M	Massa de água quente presente no tanque
n	Instante de tempo
N	Número de módulos fotovoltaicos
N_{hab}	Número de habitantes de um edifício
N_{disp}	Número de dispositivos necessários para reduzir o excesso de carga registado à saída do transformador
N_{ed}	Número total de edifícios presentes na rede elétrica
N_{dc}	Número total de dispositivos controláveis
P_c	Perfil de consumo de água quente de um habitante
P_{termo}	Potência do dispositivo controlável
Q_C	Consumo de energia elétrica de um dispositivo controlável
Q_{NC}	Consumo de energia elétrica dos dispositivos não controláveis de um edifício
Q_u	Potência fornecida ao termoacumulador
Q_l	Potência relativa ao consumo de água quente
Q_{tl}	Potência associada à transferência de calor entre as paredes do tanque e o meio envolvente

R	Relação entre as perdas de carga à corrente nominal com a carga sem perdas
R_p	Resistência em paralelo
R_s	Resistência em série
s	Operador Laplace.
T_{af}	Temperatura da água fria da rede pública que entra no tanque de água do termoacumulador
T_{af}^{Evo}	Temperatura da água fria da rede pública do município de Évora
T_{af}^{Lis}	Temperatura da água fria da rede pública do município de Lisboa
T_{amb}^{Evo}	Temperatura ambiente do município de Évora
T_{amb}^{Lis}	Temperatura ambiente do município de Lisboa
T_k	Fator limite da temperatura da água quente que condiciona a disponibilidade dos termoacumuladores no controlo da carga L registada à saída do transformador
T_{max}	Temperatura máxima da água quente permitida pelo termostato
T_{meio}	Temperatura do meio ambiente onde estão localizado o termoacumulador e o seu respetivo tanque de água quente
T_{min}	Temperatura mínima da água quente permitida pelo termostato
T_n	Temperatura da água do tanque do termoacumulador
U	Coeficiente de perdas do isolamento do tanque de água quente
U_A	Coeficiente de perdas máximo do tanque de água quente
V	Tensão
V_L	Volume do tanque de água quente
x	Potência exponencial das perdas totais versus aumento da temperatura do óleo no topo.
y	Potência exponencial da corrente versus aumento da temperatura do enrolamento.

Símbolos Gregos

$\Delta\theta_h$	Varição da temperatura <i>hottest-spot</i> em relação à temperatura do óleo no topo à carga considerada
$\Delta\theta_{hr}$	Aumento da temperatura <i>hottest-spot</i> à corrente nominal
$\Delta\theta_o$	Aumento da temperatura do óleo no topo à carga considerada
$\Delta\theta_{or}$	Aumento da temperatura do óleo no topo em regime permanente com perdas nominais
η_E	Eficiência do inversor fotovoltaico
η_M	Eficiência temporal do módulo fotovoltaico
θ_a	Temperatura ambiente
θ_c	Temperatura da célula fotovoltaica
θ_h	Temperatura do ponto mais quente do óleo em contacto com os enrolamentos do transformador
θ_{hmax}	Temperatura máxima admissível do ponto mais quente do óleo em contacto com os enrolamentos do transformador
θ_o	Temperatura do óleo do topo à carga considerada
τ_o	Constante de tempo termal média do óleo
τ_w	Constante de tempo termal dos enrolamentos
μ	Coefficiente de temperatura
τ_o	Constante de tempo médio do óleo
τ_w	Constante de tempo do enrolamento

Abreviaturas

BT	Baixa Tensão
EDP	Energias de Portugal
GDC	Gestão dos Dispositivos Controláveis

GEE	Gases com efeito de estufa
GST	Gestão da Sobrecarga do Transformador
IF	Inversor Fotovoltaico
MPPT	Algoritmo Seguidor de Potência Máxima
MT	Média Tensão
NOCT	Temperatura nominal de operação da célula fotovoltaica
nZEB	<i>Nearly Zero-Energy Building</i>
UE	União Europeia
SF	Sistema Fotovoltaico
STC	<i>Standard Test Conditions</i>

1 Introdução

1.1 Enquadramento e Motivação

O crescimento populacional e económico registado nas últimas décadas traduz-se no aumento do consumo energético a nível mundial. A expansão da procura energética aumenta as preocupações relativas à correta gestão dos recursos energéticos. Em particular, o uso de combustíveis fósseis representa uma das principais fontes de emissão de gases com efeito de estufa (GEE) (cerca de 57% a nível global [1]), constituindo um grave problema ambiental. É, por isso, particularmente importante a tomada de medidas que visem a prudente utilização desse tipo de recursos e principalmente que promovam alternativas eficientes e menos prejudiciais para o ambiente. Paralelamente ao crescimento populacional encontra-se o crescimento do setor imobiliário que, por sua vez, afeta uma grande parte do setor energético [2], [3], [4]. Em particular, na União Europeia (UE), os edifícios representam 40% do consumo total de energia e 36% do total de emissões de CO₂ para a atmosfera [5]. A conjugação destes fatores com a dependência energética da UE fortaleceu a necessidade da implementação de medidas que aumentem a eficiência energética dos edifícios.

De acordo com a Diretiva 2010/31/UE do parlamento europeu e do conselho de 19 de maio de 2010, o desempenho energético dos edifícios terá um papel essencial na redução das emissões de GEE assim como no aumento da utilização de energia proveniente de fontes renováveis. Mais concretamente, esta diretiva implica um compromisso dos estados membros para que a partir de 31 de dezembro de 2020 todos os edifícios novos sejam *nearly Zero-Energy Buildings* (nZEBs) [6]. O conceito de nZEB introduzido pela referida diretiva oferece alguma margem para discussão. No entanto, de um modo geral, assume-se que um nZEB diz respeito a um edifício de elevada

eficiência energética que, ao longo de um determinado período (tipicamente um ano), apresenta um balanço energético nulo ou quase nulo, consumindo aproximadamente tanta energia das redes energéticas que o alimentam quanto a que produz localmente [7]. Assim, no seguimento dos objetivos traçados pela Diretiva 2010/31/UE, é importante estudar a integração de nZEBs em redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão e analisar as suas consequências.

A energia produzida localmente por um nZEB provém, preferencialmente de sistemas de produção de energia renovável [6], geralmente de Sistemas Fotovoltaicos (SFs) instalados nos próprios edifícios [8]. Uma vez que a produção fotovoltaica é altamente variável, dependendo de fatores meteorológicos de natureza aleatória, e que os SFs residenciais estão fora do controlo dos operadores da rede, a elevada penetração fotovoltaica nas redes de distribuição em baixa tensão pode provocar dificuldades no seu controlo e operação [9], [10]. Falhas no sistema de proteção da rede elétrica [11], variações no fluxo de potência ativa e reativa [12],[13], sobretensões ao longo da rede elétrica [9], variações da magnitude da tensão [14] e envelhecimento acelerado dos transformadores de distribuição [15], [16], [17] são alguns dos problemas associados a elevados níveis de penetração.

Em particular, o transformador de distribuição é um dos elementos mais importantes e mais dispendiosos de uma rede de distribuição [17], [18]. Sendo responsável pela conexão entre dois níveis de tensão da rede, a avaria de um transformador põe em causa o funcionamento do sistema de distribuição e pode acarretar elevados custos económicos no caso de inevitável substituição [17]. O tempo de vida útil de um transformador está diretamente relacionado com a sua temperatura de operação. Para prolongados períodos de sobrecarga, as temperaturas do transformador ultrapassam os limites aconselhados e contribuem para o seu acelerado envelhecimento [19]. Sem a presença de nZEBs, as sobrecargas do transformador estão associadas aos elevados fluxos diretos de energia causados pelos picos de maior consumo. Com a introdução de nZEBs, para além de fluxos diretos, os transformadores ficam também sujeitos a fluxos inversos de energia que ocorrem nos períodos de elevada geração fotovoltaica e baixo consumo [20], [21]. Posto isto, é particularmente importante o desenvolvimento de estudos que analisem quais as consequências que a integração de nZEBs provoca nos transformadores de distribuição.

Um estudo realizado por R. A. Lopes [22] demonstra que a integração de nZEBs na rede elétrica tanto pode ser benéfica como prejudicial para o transformador, dependendo da quantidade de nZEBs integrada. Concluiu-se que a integração de um número reduzido de nZEBs pode aumentar o tempo de vida útil dos transformadores. A geração de energia elétrica associada à integração de pequenas quantidades de nZEBs provoca a redução da magnitude dos fluxos diretos

que ocorrem durante o dia e diminui o envelhecimento do transformador associado a esses períodos de tempo. Por outro lado, com o aumento do número de nZEBs verifica-se uma aceleração do envelhecimento do transformador que é causada pelas excessivas amplitudes dos fluxos inversos de energia que ocorrem durante os períodos em que a geração é muito superior ao consumo.

Sendo a integração de nZEBs um importante objetivo a cumprir pelos estados membros da União Europeia, e tendo em conta a importância dos transformadores no funcionamento das redes de distribuição, é necessário a criação de soluções que resolvam o problema do acelerado envelhecimento dos transformadores, causado pela integração de nZEBs na rede, nomeadamente através da redução da magnitude dos fluxos inversos de energia.

1.2 Objetivos

No seguimento do problema identificado anteriormente (acelerado envelhecimento do transformador), pretende-se desenvolver um sistema que diminua as elevadas magnitudes dos fluxos inversos de energia e que permita, desse modo, diminuir o excessivo envelhecimento dos transformadores registado em redes elétricas com um grande número de nZEBs. Este sistema implementa uma estratégia de *Demand Response* (DR), utilizando a flexibilidade energética existente, e uma estratégia de *curtailment*. Estas estratégias de controlo consideram a temperatura máxima de funcionamento do transformador de distribuição, evitando o seu envelhecimento excessivo.

Como caso de estudo, pretende-se analisar a aplicação do sistema proposto a uma rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão que alimenta um conjunto de 19 edifícios. Nesse sentido consideram-se dados meteorológicos e de consumo de energia elétrica, relativos ao ano 2014, de 19 edifícios reais localizados em Évora. Relativamente ao cálculo do envelhecimento do transformador é utilizado o modelo térmico presente na norma IEC 60076-7, assim como os seus parâmetros ilustrativos [23].

Uma vez que nos dados de consumo considerados, relativos aos 19 edifícios, não constam registos associados ao aquecimento de água doméstica, pretende-se elaborar um cenário base para o referido caso de estudo em que cada edifício possui um termoacumulador, adicionando assim flexibilidade energética ao consumo dos edifícios considerados. Nesse sentido, pretende-se, numa primeira fase, modelar a operação de um termoacumulador que dependa do perfil de consumo de água quente dos seus utilizadores e, posteriormente, adicionar o seu perfil de carga resultante ao perfil de carga do edifício correspondente. Este cenário constitui o cenário base para o qual o

envelhecimento do transformador é analisado. Como segundo cenário pretende-se converter os edifícios considerados no cenário base em nZEBs e analisar os impactos negativos originados pelos fluxos inversos de energia. Nesse sentido, e utilizando o conjunto de dados meteorológicos, pretende-se desenvolver e dimensionar sistemas fotovoltaicos para cada edifício de modo a que o balanço energético anual dos edifícios seja nulo. De modo a reduzir os fluxos inversos de energia resultantes da conversão dos edifícios para nZEBs, o sistema proposto neste trabalho é aplicado no terceiro cenário considerado.

1.3 Estrutura

Esta dissertação é redigida na língua portuguesa, pelo que serão utilizados anglicismos de uso corrente, sendo estes apresentados em itálico. Para além do presente capítulo, este documento engloba mais 5 capítulos, sendo estes:

- Capítulo 2 – Revisão da Literatura

Neste capítulo são apresentados métodos existentes na literatura para reduzir os fluxos inversos de energia. *Curtailment*, *Demand Response* e armazenamento de energia são os métodos abordados. Adicionalmente é apresentada uma discussão sobre as vantagens e desvantagens de cada método assim como a seleção dos métodos utilizados neste estudo.

- Capítulo 3 – Solução Proposta

O terceiro capítulo apresenta a descrição geral da solução proposta assim como os detalhes de cada módulo que a constitui. Concretamente, é apresentado o módulo da gestão da sobrecarga do transformador e o módulo da gestão dos dispositivos controláveis nos quais estão descritos os sistemas implementados para controlar a temperatura *hottest-spot* do transformador, nomeadamente, através do controlo da carga do transformador. São ainda apresentados os modelos de envelhecimento do transformador e de operação do termoacumulador.

- Capítulo 4 – Caso de Estudo

Este capítulo descreve o caso de estudo considerado e apresenta todos os valores dos parâmetros utilizados. Descrevem-se ainda os cenários em que será avaliado o envelhecimento do transformador.

- Capítulo 5 – Apresentação e Análise de Resultados

O referido capítulo apresenta os resultados de cada um dos cenários considerados assim como uma análise sobre os mesmos. É ainda apresentada uma discussão na qual são feitas algumas comparações entre os cenários estudados.

- Capítulo 6 – Conclusões

O último capítulo sintetiza o trabalho apresentado, concluindo sobre os resultados obtidos referindo as contribuições alcançadas pelo trabalho desenvolvido. Por último, são apresentados os possíveis trabalhos futuros.

2 Revisão da Literatura

Dada a relevância do conceito nZEB para o atual paradigma dos edifícios na Europa surge a necessidade da criação de soluções para os principais desafios adjacentes a este conceito. O acelerado envelhecimento dos transformadores surge como consequência dos elevados fluxos inversos causados pela integração de um elevado número de nZEBs [24], [62]. Neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica dos diferentes métodos existentes na literatura para atenuar os efeitos negativos dos fluxos inversos. Na secção 2.1.1 introduz-se o método de *curtailment* como forma de diminuir a injeção de potência na rede. Na secção 2.1.2 aborda-se a utilização de baterias como método de armazenamento de energia. Na secção 2.1.3 apresentam-se os métodos de *Demand Response*. A secção 2.1.4 apresenta estratégias que combinam a utilização dos métodos referidos nas secções anteriores. Finalmente na secção 2.2 apresentam-se os avanços realizados relativamente à revisão bibliográfica assim como a justificação para a seleção dos métodos considerados para atingir o objetivo do presente trabalho.

2.1 Soluções existentes para diminuir o fluxo inverso de energia

Tendo em conta a literatura existente, e assumindo a presença de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de baixa tensão, os fluxos inversos de energia surgem nos períodos em que a geração fotovoltaica é superior ao consumo de energia elétrica. Deste modo, a redução dos fluxos inversos de energia será conseguida através de estratégias que diminuam a diferença entre perfil de geração e perfil de consumo ou, em última instância, estratégias que efetuem o corte da

injeção de potência na rede. Na Figura 1 estão representadas as estratégias, consideradas nesta revisão bibliográfica, que contribuem para a diminuição dos fluxos inversos quer seja através da alteração dos perfis de consumo, armazenamento da geração de energia ou corte de potência. As estratégias identificadas pelas setas “*load shifting*” consistem na transferência do excesso de consumo e são praticadas através da alteração dos perfis de consumo dos utilizadores no sentido de adiar ou retardar o consumo de energia eléctrica de determinados aparelhos controláveis. A estratégia identificada pela seta “*energy storage*” refere-se ao armazenamento do excesso de energia eléctrica gerado durante o dia e sua posterior utilização em períodos de maior consumo. Por fim a estratégia de *curtailment* está identificada na figura pela seta cinzento claro e consiste no corte da injeção de potência na rede por meio de Inversores Fotovoltaicos (IF).

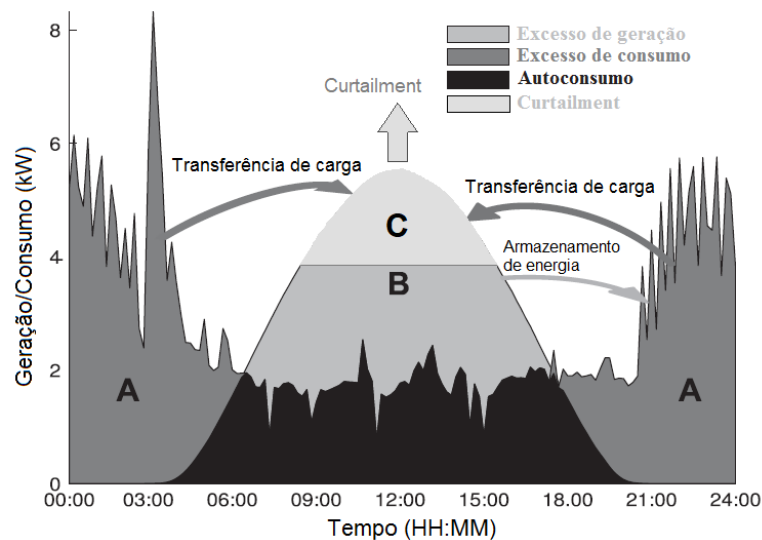


Figura 1– Estratégias consideradas para reduzir os fluxos inversos de energia. Adaptado de [25].

2.1.1 Demand Response

Várias definições de *Demand Response* (DR) podem ser encontradas na literatura (e.g. [26], [27], [28]). No entanto, de um modo geral, o conceito DR está normalmente associado à alteração dos hábitos de consumo dos utilizadores para dar resposta a variações no preço da eletricidade e a necessidades de controlo e operação da rede a cada instante. A aplicação desta estratégia associa-se à alteração do perfil de carga dos edifícios através da transferência de carga de dispositivos controláveis.

Num contexto DR os dispositivos eléctricos controláveis podem ser classificados em diferentes tipos [24], por exemplo:

- *Event-Based Devices*: São caracterizados por ter um perfil de carga fixo com períodos de funcionamento que podem ir de alguns minutos a algumas horas. Máquinas de Lavar e Secar roupa ou Máquinas de Lavar louça são exemplos deste tipo de dispositivos uma vez que seguem programas pré-definidos com períodos de funcionamento fixos.
- *Thermostatically-Controlled Devices*: São caracterizados por apresentar um consumo de energia que depende da temperatura registada pelo seu sistema. Ao usufruir das propriedades térmicas de armazenamento energético, a utilização deste tipo de aparelhos pode ser adiada ou antecipada. Exemplos deste tipo de aparelhos são: Frigoríficos; Bombas de calor; Termoacumuladores.
- *Storage Devices* (baterias): São caracterizados por ser especificamente desenhados para armazenar energia. Este tipo de aparelhos é geralmente projetado para armazenar energia nos períodos de maior geração e descarregá-la nos períodos de maior consumo. No setor residencial as tecnologias de armazenamento de energia mais comuns são armazenamento eletroquímico, como por exemplo as baterias de Chumbo-Ácido (*Lead-acid Battery*), e armazenamento químico como as baterias de hidrogénio [24].

A utilização destes dispositivos controláveis é uma forma de aproveitar os recursos já existentes na rede, do lado do consumidor, para reduzir picos energéticos, falhas na rede e necessidades de aumentar a produção, evitando desse modo a ligação de recursos com elevados custos [29]. As estratégias DR podem ser classificadas em dois tipos de programas: *Incentive-based programs* e *Time-based programs* [30]. *Incentive-based programs* são programas que envolvem a persuasão dos utilizadores, através de incentivos monetários, para que estabeleçam acordos nos quais autorizem o operador de rede a controlar os seus dispositivos com o objetivo de gerir custos e manter a segurança da rede, especialmente em situações de emergência quando uma resposta imediata é necessária [30]. Dentro deste tipo de programas estão associadas diferentes estratégias como por exemplo *Direct Load Control*, *Interruptible Load*, *Load as a Capacity Resource*, *Spinning Reverse*, *Non-Spinning Reverse*, *Emergency Demand Response*, *Regulation Service* e *Demand Bidding and Buy Back* [31].

Time-based programs baseiam-se na variação dos preços da energia ao longo do tempo para incentivar os utilizadores a consumir mais ou menos energia, dependendo das necessidades da rede em cada instante [30]. Estes programas englobam as estratégias *Critical Peak Pricing with Direct Load Control*, *Time-of-Use Pricing*, *Critical Peak Pricing*, *Real-Time Pricing*, *Peak-Time Rebate* e *System Peak Response Transmission Tariff* [31].

De um modo geral as estratégias mencionadas podem ser utilizadas tendo em conta diversos propósitos, nomeadamente: resolver problemas de sobretensão na rede [9], [32]; melhorar o autoconsumo [33]; melhorar a integração de unidades de geração distribuída na rede [34]; aumentar o tempo de vida útil dos transformadores [35]. Nesse sentido, as estratégias DR podem aumentar ou diminuir o consumo de energia elétrica da rede dependendo do tipo de problema em questão. Para as redes onde a penetração fotovoltaica é elevada, e, destacando, em particular, as redes constituídas por nZEBs, os fluxos inversos de energia com elevadas amplitudes instantâneas podem ser reduzidos através de estratégias DR que aumentem o consumo nos períodos de maior geração [9].

Alguns autores apontam estratégias DR como possíveis e eficientes métodos não só para aumentar o tempo de vida útil dos transformadores [36], como também para melhorar a sua utilização [37]. Em [35], Jargstorf *et al.* (2012) testaram a flexibilidade da utilização de aparelhos domésticos no envelhecimento de um transformador de baixa tensão refrigerado a óleo sujeito a diferentes tipos de sobrecargas, tanto por excesso de procura como por excesso de geração distribuída. O controlo dos aparelhos domésticos foi feito de acordo com a temperatura mais quente do óleo em contacto com os enrolamentos do transformador (temperatura *hottest-spot* θ_h) e a flexibilidade dos aparelhos foi utilizada tanto para suavizar os picos de consumo como os de geração. Nesse sentido, o controlo dos aparelhos domésticos foi utilizado para diminuir o consumo nos períodos de maior procura de energia elétrica e para aumentar o consumo nos períodos de maior geração. No estudo desenvolvido foram usados dados reais referentes à utilização de aparelhos domésticos, tais como máquinas de lavar roupa, máquinas de lavar louça, termoacumuladores e máquinas de secar. Para efeitos de comparação foi calculado o envelhecimento do transformador para um cenário base no qual é considerado o perfil de carga real de um conjunto de habitantes e posteriormente para um cenário em que o seu perfil de carga é otimizado através de DR. Para além disso, o perfil de carga original, a flexibilidade de carga disponível e o impacto da carga no envelhecimento do transformador também foram tidos em conta. Os resultados apresentam uma redução de até 75% do envelhecimento para transformadores submetidos a cargas com valores aproximados à sua carga nominal. Por outro lado, em transformadores submetidos a cargas muito abaixo da sua carga nominal a redução de envelhecimento não é significativa. Foi possível apurar que para um número reduzido de habitações os aparelhos que mais contribuem para o deslocamento de energia são os termoacumuladores (*DHW buffers*) contribuindo desde 80% até 92% desse deslocamento. Demonstrou-se ainda a eficácia de DR em diminuir os picos de consumo em alguns períodos, através da transferência de carga, e em aumentar o consumo nos períodos de maior geração reduzindo os fluxos inversos de energia.

Em [37], Humayun *et al.* (2015), utilizam uma estratégia DR para melhorar a eficiência da utilização dos transformadores ao mesmo tempo que analisam o impacto dessa estratégia no seu envelhecimento. À semelhança do estudo anterior, a aplicação de DR é baseada na temperatura *hottest-spot* do transformador. Sempre que o transformador ultrapassa a temperatura máxima de funcionamento é efetuada uma transferência de carga no sentido de diminuir essa temperatura para valores aceitáveis. Por forma a otimizar o deslocamento de carga, dados relativos à temperatura ambiente, à carga submetida no transformador, à temperatura *hottest-spot* do transformador, à geração distribuída de energia e à flexibilidade energética oferecida pelos dispositivos controláveis são recolhidos e atualizados constantemente. O deslocamento de carga é executado sobretudo em duas situações distintas: no pico de carga e no pico de geração. Para períodos de elevada carga os mecanismos DR atuam no sentido de diminuir o consumo. Por outro lado, em períodos de elevada geração os mecanismos DR atuam no sentido de aumentar o consumo. A estratégia DR foi testada em vários transformadores de uma típica zona residencial Finlandesa e comparada com o caso sem a aplicação de DR. Os resultados demonstraram que, através de DR, o fator de utilização dos transformadores pode ser aumentado sem sacrificar significativamente o seu tempo de vida útil. Verificou-se que a aplicação de DR pode reduzir a temperatura *hottest-spot* dos transformadores e em alguns casos aumentar o seu tempo de vida útil comparativamente ao caso em que não há aplicação de DR. No entanto, durante este estudo não foram consideradas possíveis contingências durante o funcionamento dos transformadores.

De modo a analisar a eficácia de estratégias de DR em redes de distribuição altamente utilizadas em que os transformadores estão sobrecarregados devido à grande procura energética, Humayun *et al.* apresenta, num outro estudo [36], um sistema baseado em DR para limitar a carga de transformadores durante situações de contingência por forma a diminuir o seu envelhecimento. Sempre que a carga de um transformador está acima do limite aceitável a estratégia apresentada seleciona a melhor combinação de entre os métodos DR, *load curtailment* e transferência de carga para uma subestação vizinha de modo a reduzir a carga do transformador para níveis aceitáveis. A seleção da melhor combinação de entre os três métodos nomeados é feita tendo em conta os menores custos associados. À semelhança do estudo anterior, o método de DR desenvolvido foi aplicado numa rede de distribuição primária Finlandesa e compararam-se os resultados com o caso sem DR. Como a temperatura ambiente é um dos fatores mais importantes no que diz respeito ao envelhecimento dos transformadores, o caso de estudo foi considerado para períodos de contingências durante o verão e inverno. Os resultados demonstraram que com a utilização de DR o tempo de vida útil dos transformadores é aumentado mesmo durante contingências. Os custos

associados ao método DR são menores que os custos relativos ao *load curtailment*. Em contrapartida, utilizando *load curtailment* é possível atingir um maior aumento do tempo de vida útil dos transformadores.

Apesar dos bons resultados de ambos os estudos conduzidos por Humayun *et al.* [37], [36] é importante referir que, em [36] não foram referidas contingências especificamente relacionadas com os fluxos inversos de energia e que, no estudo considerado, não se registaram temperaturas ambiente muito elevadas, chegando a atingir -8°C durante o inverno para períodos de máxima temperatura de funcionamento do transformador [36]. Uma das conclusões retiradas em [36] foi precisamente a de que a aplicação de DR tem menor impacto na redução do envelhecimento dos transformadores durante o inverno pois as baixas temperaturas ambiente geram moderadas temperaturas máximas de funcionamento e, portanto, o envelhecimento do transformador não é tão significativo.

Há ainda a falta de estudos que testem a eficiência das estratégias de DR no aumento do tempo de vida útil dos transformadores, onde as temperaturas ambiente sejam superiores e particularmente onde existam registos de elevada geração fotovoltaica e elevadas magnitudes de fluxos inversos de energia.

Para situações de elevada geração fotovoltaica é particularmente vantajoso a utilização de dispositivos controláveis que ofereçam flexibilidade energética e que apresentem uma boa capacidade de armazenamento energético. Deste modo é possível adiar ou antecipar a utilização dos dispositivos e usufruir das suas capacidades de armazenamento em períodos de maior consumo. Malik *et al.* [38] desenvolveram um sistema baseado em DR de controlo direto centralizado de termoacumuladores com o objetivo de utilizar a sua flexibilidade de carga para diminuir os picos de importação e exportação de energia entre o sistema e a rede. A estratégia aplicada divide-se em duas fases de otimização: a primeira fase calcula a distribuição da carga do termoacumulador para um longo período de tempo enquanto que a segunda executa eventuais correções em tempo real com base nos valores instantâneos de carga importada e exportada. As simulações realizadas demonstram que o sistema implementado diminui significativamente os picos de importação e exportação de carga assim como de um modo geral todas as transferências de energia entre o sistema e a rede. Apesar do sucesso na redução dos picos de carga, o artigo não refere os benefícios que essas reduções representam para o tempo de vida útil dos transformadores.

Mais recentemente, O. De Somer *et al.* [33] realizou um estudo onde apresenta a implementação de uma estratégia DR para otimizar os ciclos de aquecimento de um termoacumulador com o objetivo de maximizar o consumo de energia gerada localmente por sistemas fotovoltaicos. Para um eficiente controlo do sistema é feita uma monitorização da temperatura da água no interior

do reservatório e do volume de água quente que sai do reservatório através da instalação de sensores. Para uma simplificação do modelo térmico considerou-se que o tanque apresenta apenas duas camadas de temperatura de água distintas, nomeadamente: a camada superior constituída por água quente e a camada inferior constituída por água fria, sendo que o limite de separação entre as duas camadas depende do volume de água quente que sai do depósito. Com base na temperatura e volume de cada camada de água é executado o cálculo da quantidade de energia térmica armazenada no reservatório. Os ciclos de aquecimento da água são definidos de acordo com duas estratégias de controlo, nomeadamente: na primeira estratégia sempre que a temperatura da água for menor que um determinado valor específico é iniciado um ciclo de aquecimento até que a temperatura da água atinja esse valor, enquanto que a segunda estratégia consiste em forçar o início de um ciclo de aquecimento. Esta segunda estratégia é utilizada para situações em que uma grande quantidade de água quente sai do tanque, mas, por inércia térmica, a temperatura da água ao nível do sensor ainda é alta. Esta estratégia garante os níveis de temperatura da água elevados durante o uso de grandes quantidades de água quente. A gestão dos ciclos de aquecimento da água é executada de acordo com 3 ações: i) adiamento do aquecimento; ii) aquecimento da água até ser atingida a temperatura mínima estabelecida uniformemente em todo o depósito; iii) aquecimento da água até ser atingida a temperatura máxima estabelecida uniformemente em todo o depósito. Para assegurar bons níveis de conforto para os residentes definiram-se as temperaturas máxima de 55°C e mínima de 45°C. A estratégia de controlo foi testada em 6 edifícios residenciais durante um período de 4 meses em território Holandês. Cada edifício estaria equipado por um termoacumulador e por um sistema fotovoltaico dimensionados de modo a atingir um balanço energético anual neutro. Os resultados demonstraram que o sistema desenvolvido contribui para um aumento superior a 20% no consumo de energia fotovoltaica comparativamente ao caso em que era usado um termostato. Neste estudo foi demonstrada a capacidade dos termoacumuladores em transferir carga para os períodos de maior geração fotovoltaica. No entanto o artigo não refere os benefícios que a estratégia pode oferecer para diminuir o envelhecimento dos transformadores.

2.1.2 Armazenamento de Energia Elétrica (Baterias)

O armazenamento de energia, através da utilização de baterias, é uma outra forma de diminuir os fluxos de energia inversos causados pela geração local proveniente de um grande número de nZEBs. As baterias podem ser utilizadas para armazenar o excesso de energia gerado pelos nZEBs, nos períodos de elevada geração, e libertar esse excesso nos períodos de maior necessi-

dade. As características mais importantes numa bateria são a capacidade de armazenamento, eficiência, tempo de vida (traduzido por número de ciclos), temperatura de operação, potência nominal de carga, potência nominal de descarga, *depth of discharge*, *state of charge* e *self-discharge rate* [39], [24]. Geralmente as baterias descarregam apenas uma percentagem da sua total capacidade de armazenamento. *Depth of discharge* considera a quantidade de energia que pode ser utilizada em cada descarga.

As baterias têm vindo a demonstrar-se tecnologias muito eficientes sendo ultimamente aplicadas na resolução de problemas relacionados com geração distribuída [40]-[41]. Neste tipo de baterias estão incluídas as baterias de chumbo-ácido (*lead acid battery*), baterias de níquel-cádmio (*nickel based battery*), baterias de sódio-enxofre (*sodium sulphur battery*) e baterias de lítio (*lithium based battery*) [42], [43]. Em [44], foi analisado o comportamento de 3 tipos de baterias diferentes em conjunto com sistemas fotovoltaicos. Os perfis de carga e geração fotovoltaica de um edifício residencial com múltiplos apartamentos foram comparados e analisados. Dos 3 tipos de baterias estudados (baterias de chumbo-ácido, de cloreto de níquel de sódio e de lítio) as baterias de lítio apresentaram uma autossuficiência superior para o mesmo custo de vida cíclico.

Em [45], investigou-se uma nova estratégia de dimensionamento de baterias para residências com sistemas fotovoltaicos. A estratégia foca-se na viabilidade económica da instalação de baterias tendo em conta a sua capacidade de armazenamento. Utilizou-se um modelo físico da vida útil da bateria de modo a considerar a diminuição da sua capacidade ao longo do tempo. Tendo em conta o preço da bateria utilizada na simulação (bateria fosfato de ferro de lítio) não foi possível atingir lucro com a sua aquisição. Em [46], analisou-se o autoconsumo energético de sistemas fotovoltaicos residenciais numa comunidade constituída por várias habitações familiares. Estudou-se a utilização de sistemas de armazenamento energético individual e partilhado assim como uma estratégia de *curtailment* com o propósito de reduzir a potência exportada para a rede. Concluiu-se que se atinge um maior autoconsumo através da utilização de unidades de armazenamento centralizadas do que através de unidades individuais instaladas em cada residência. Em [47], desenvolveu-se um modelo de gestão de energia para um sistema fotovoltaico residencial acoplado a uma bateria. O modelo baseia-se num controlo dinâmico que maximiza os benefícios económicos enquanto que reduz a injeção de fluxos inversos de energia para a rede. Em [48], desenvolveu-se um método para otimizar a capacidade de armazenamento de baterias para residências com sistemas fotovoltaicos com o objetivo de satisfazer a maioria das necessidades elétricas e diminuir o pico de procura.

Em [49], realizou-se um estudo para diminuir os impactos dos sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de baixa tensão através da integração de baterias de chumbo-ácido. O armazenamento foi utilizado para absorver o excesso de energia dos picos de geração e libertá-lo nos períodos noturnos para dar suporte aos picos de consumo. Foi desenvolvida uma estratégia de controlo de carga e descarga de baterias com velocidade ajustável de modo a reduzir os impactos causados pelas repentinas mudanças de geração fotovoltaica consequentes das imprevisíveis alterações meteorológicas. Observou-se que a utilização das baterias permitiu uma redução de 44% do fluxo inverso de energia comparativamente ao caso em que as baterias não foram utilizadas. Neste estudo não foi possível anular a totalidade dos fluxos inversos devido à limitada capacidade de armazenamento das baterias instaladas. Com uma capacidade suficiente de armazenamento energético esse objetivo teria sido cumprido.

Apesar das baterias terem vindo a sofrer desenvolvimentos durante os últimos anos, a principal preocupação continua a ser o investimento inicial associado [9]. Nesse sentido é necessário modelar as incertezas relacionadas com a aleatoriedade dos perfis de consumo e geração para determinar a capacidade de armazenamento energético mínima necessária a instalar numa rede de baixa tensão. Um sistema de armazenamento que tenha a capacidade de armazenar toda a energia gerada no dia mais produtivo do ano, está sobredimensionada no resto do tempo [50]. Outros aspetos importantes a ter em conta são o envelhecimento das baterias sob as diferentes condições de utilização [45].

Em [51] F.M.Vieira *et al.*, dimensionaram um sistema de armazenamento de energia baseado em baterias de lítio de modo a corresponder com a geração fotovoltaica de edifícios nZEB. O objetivo passou por aumentar a correspondência entre energia consumida e gerada localmente de modo a alcançar um balanço energético anual neutro. As estratégias de gestão e controlo implementadas foram direcionadas para diminuir os fluxos de energia transferidos entre os edifícios e a rede e diminuir as despesas económicas relacionadas com o consumo de eletricidade. O trabalho desenvolvido considerou o caso de estudo para as condições de irradiação solar da cidade de Coimbra em Portugal. Foram implementadas duas estratégias distintas de carga e descarga das baterias, uma para o caso em que a procura é maior que a geração fotovoltaica e outra para o caso inverso. Os resultados demonstram uma redução de 76% da energia exportada para a rede e uma redução de 78,3% da energia importada da rede quando comparados com o caso sem bateria.

Na Figura 2 é possível verificar graficamente as referidas reduções ao longo do ano, em comparação com o caso em que não é utilizado o armazenamento energético. Verifica-se que, com a utilização de baterias, a energia exportada para a rede nos meses mais quentes é significativamente reduzida. No entanto, a capacidade da bateria não é suficiente para eliminar totalmente a

exportação de energia. Neste caso particular, as simulações referem-se apenas a um único edifício residencial localizado em Coimbra.

R. A. Lopes *et al.* [22] analisou o envelhecimento de um transformador em baixa tensão para um agregado de 19 edifícios localizados em Évora. O estudo desenvolvido analisou o envelhecimento do transformador para o caso em que os 19 edifícios foram convertidos a nZEBs. Os resultados demonstram que para um número reduzido de nZEBs é possível aumentar o tempo de vida útil do transformador uma vez que a geração de energia elétrica durante o dia permite diminuir a magnitude dos fluxos diretos de energia. Por outro lado, quando todos os 19 edifícios são convertidos a nZEBs o envelhecimento do transformador atinge valores excessivos, mais concretamente cerca de 2278 dias de envelhecimento equivalente para um ano de operação. Para solucionar este problema, os autores propõem uma estratégia de armazenamento de energia elétrica através da introdução de baterias individuais em cada edifício. A estratégia desenvolvida foca-se em limitar a energia exportada por edifício sempre que a temperatura de operação do transformador (temperatura *hottest-spot*) atinge valores excessivos (140 °C), ou sempre que a carga no transformador ultrapassa 1,5 vezes a sua carga nominal. Os resultados demonstram que a estratégia desenvolvida foi eficaz em assegurar a normal operação do transformador e permite a redução do seu excessivo envelhecimento. Para a obtenção destes resultados as baterias teriam de ter capacidades que variassem dos 0,9 aos 5,1 kWh, com uma média de 2,8 kWh (ou de 0,7 a 3,3 kWh/kWhp com uma média de 1,2 kWh/kWhp).

Ainda assim, a aquisição de baterias pode ainda não ser uma solução economicamente viável pelo que a adoção de estratégias de *curtailment* torna-se quase inevitável [6]. Na secção seguinte introduzem-se as estratégias de *curtailment* como possíveis soluções para diminuir os fluxos inversos de energia mesmo para situações com elevada penetração fotovoltaica.

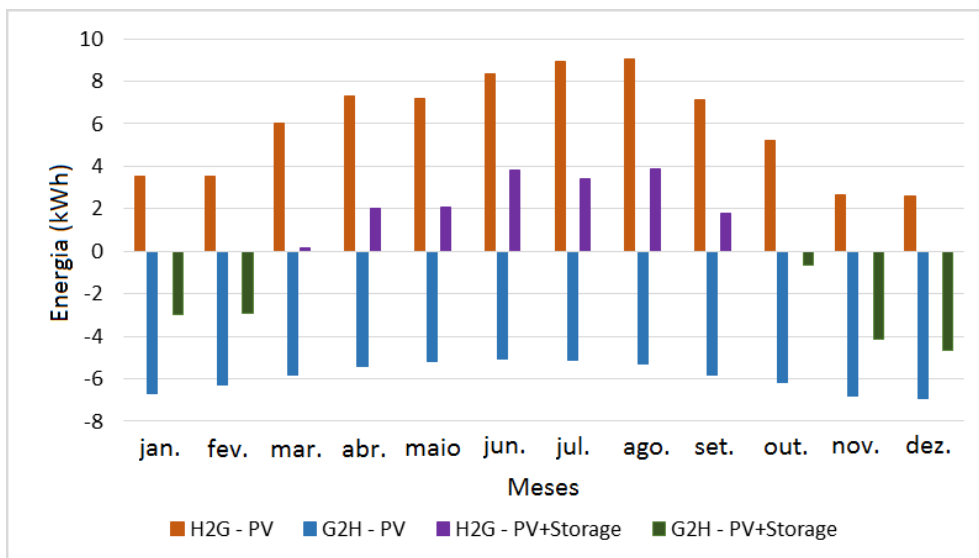


Figura 2 - Trocas de energia diárias entre o edifício e a rede, com e sem sistema de armazenamento energético. As barras a laranja ($H2G-PV$) e azul ($G2H-PV$) representam a exportação e importação de energia (sem armazenamento), respetivamente. As barras a roxo ($H2G-PV+Storage$) e verde ($G2H-PV+Storage$) representam a exportação e importação de energia (com armazenamento), respetivamente. Adaptado de [51].

2.1.3 Curtailment

Atendendo ao problema exposto no Capítulo 1, o envelhecimento excessivo do transformador deve-se sobretudo às elevadas magnitudes dos fluxos inversos de energia que ocorrem nos períodos de maior geração e menor consumo. A solução para este problema passa por diminuir a magnitude desses fluxos inversos. Nesse sentido, podem ser consideradas duas abordagens distintas, ou aumenta-se o consumo de energia elétrica ou diminui-se a injeção de potência na rede. Esta última abordagem pode ser conseguida através do armazenamento do excesso de energia gerada, tal como referido na secção anterior, ou através de estratégias que efetuam o corte dessa energia. Este tipo de estratégias denomina-se por *curtailment* e pode ser utilizado em diferentes tipos de geração, como por exemplo a geração eólica [52] e fotovoltaica [50]. Tendo em conta o problema em estudo, esta secção foca-se na aplicação de *curtailment* em sistemas de geração fotovoltaicos. Limitar a geração de energia por parte dos sistemas fotovoltaicos pode ser eficaz na redução da magnitude dos fluxos inversos, no entanto implica perdas de energia [9].

As perdas de energia associadas ao corte de potência ativa dependem de fatores tais como a orientação e inclinação dos painéis solares, condições meteorológicas e estratégias de corte. O limite da potência ativa pode ser controlado por duas estratégias diferentes, nomeadamente: estratégias de corte estático ou estratégias de corte dinâmico [9]. Nas estratégias de corte estático a potência à saída dos inversores é limitada a um valor fixo. Outras estratégias optam pela total

desconexão das unidades de geração ou até mesmo a limitação da geração a uma percentagem fixa da total capacidade de produção [53]. Em particular, na Alemanha todos os sistemas fotovoltaicos com capacidade nominal instalada inferior a 30 kW_p são obrigados a possuir sistemas que possibilitem aos operadores da rede controlar a potência injetada na rede ou, em alternativa, são obrigados a limitar até 70% a sua potência de pico no ponto de acoplamento comum [54], [55].

Por outro lado, nas estratégias de corte dinâmico o valor da potência de corte pode variar de acordo com as necessidades da rede e depende, normalmente, das variáveis que se encontram sob controlo (e.g. tensão). A maioria das estratégias de *curtailment* centra-se na resolução de problemas de sobretensão causados pelos elevados níveis de penetração fotovoltaica [6], [48]-[51]. Neste tipo de problemas a principal preocupação da estratégia de *curtailment* não é o valor de potência ativa à saída dos IF, mas sim o valor da tensão no ponto de acoplamento comum. Para evitar variações bruscas de tensão na rede os mecanismos de corte devem promover uma suave redução da potência em vez da sua anulação total [56]. São os chamados métodos *droop-based*. Estes métodos definem valores de tensão a partir dos quais se desencadeiam os mecanismos de corte. A Figura 3 apresenta um gráfico que reflete o mecanismo de corte *droop-based*. É possível observar que até ao valor de tensão V_T não há aplicação de *curtailment*. Quando a tensão ultrapassa esse valor é aplicado um corte de potência ativa de razão linear.

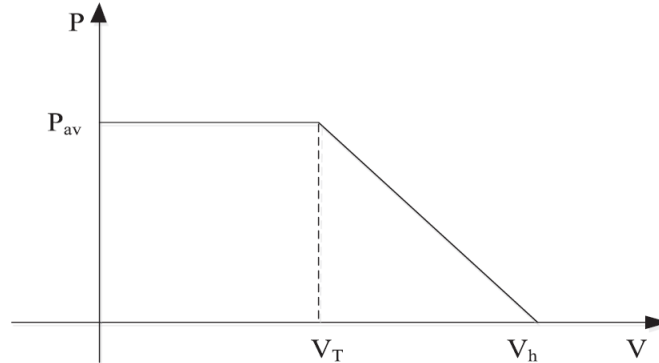


Figura 3 – Mecanismo de *curtailment droop-based* de potência ativa [10].

Graças a esta estratégia é possível otimizar o aproveitamento da energia disponível, uma vez que apenas a porção da potência que causa problemas na rede é reduzida [53]. Na Figura 4, que compara as diferentes estratégias apresentadas em [53], verifica-se que através da estratégia *droop-based* é necessária uma menor percentagem de corte para atingir a máxima capacidade de instalação fotovoltaica, comparativamente com as outras estratégias disponíveis.

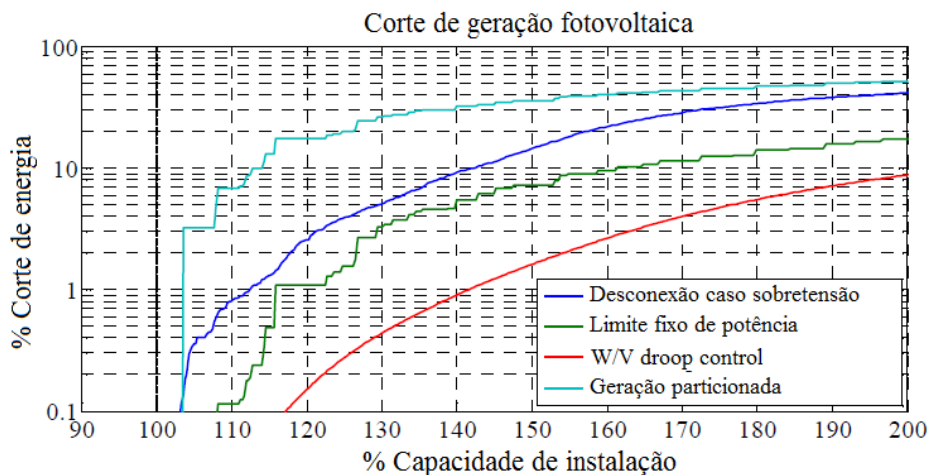


Figura 4 – Relação entre a energia cortada e a capacidade de instalação fotovoltaica para as diferentes estratégias de corte de potência ativa. Adaptado de [53].

No entanto quando se aplicam métodos de corte dependentes de tensão, os utilizadores que se encontram nos nós mais frágeis (geralmente os nós localizados no fim do ramal de distribuição [57]) podem sofrer uma maior penalização na quantidade de potência cortada [9], [57], [56]. Em 2011 Tonkoski *et al.* [57] apresentou duas estratégias de corte de potência ativa (droop-based) com o objetivo de regular a sobretensão de uma rede de distribuição sujeita a elevados níveis de penetração fotovoltaica. A primeira estratégia aplica o mesmo fator de corte em todos os IF. A segunda estratégia aplica um fator de corte específico a cada inversor de modo a que a mesma redução de potência seja aplicada a todos os inversores. O objetivo passa por garantir que todos os utilizadores beneficiem das mesmas oportunidades no que diz respeito à exportação de energia para a rede. Ambas estratégias foram testadas num subúrbio residencial no Canadá constituído por 12 nZEBs. Os resultados obtidos demonstram o sucesso de ambas estratégias na prevenção da sobretensão. A partilha de “custos”, efetuada pela segunda estratégia, permite a igualdade de oportunidades na venda da energia extra gerada por cada habitação. No entanto, uma análise global do sistema permite concluir que o total de energia exportada para a rede, pelo conjunto dos utilizadores, é maior utilizando a primeira estratégia. Para quantificar a redução de energia exportada resultante da “partilha de custos”, Tonkoski *et al.* realizou uma outra investigação. Em [58] demonstra-se que utilizando a estratégia de corte “partilhada” há apenas uma redução de ~3% de energia exportada para a rede comparativamente à estratégia com fator de corte fixo. Deste modo, a opção por uma destas estratégias deve ser feita com base na preferência dos resultados (i.e. igualdade de oportunidades vs energia exportada para a rede).

Em geral, observa-se que as estratégias de *curtailment* são uma opção eficaz para controlar os níveis de tensão na rede e, em particular, para aumentar a capacidade de instalações fotovoltaicas na rede de distribuição [53], [58], [50]. Vários autores sublinham também a importância

deste tipo de estratégias para dimensionar a capacidade de sistemas de armazenamento energético [50]. A quantidade de energia cortada anualmente relaciona-se com a energia extra desperdiçada que poderia ser armazenada. Ao limitar-se a injeção de potência ativa na rede através de *curtailment* diminui-se também a ocorrência de fluxos inversos ao longo do ramal de distribuição. Neste sentido, o método de *curtailment* é uma boa estratégia para resolver os problemas de sobrecarga do transformador em situações de elevada geração fotovoltaica. A grande desvantagem das estratégias de *curtailment* é a diminuição da energia gerada e exportada para a rede, que, ao nível dos consumidores, se pode traduzir em perdas de receita. Por este motivo vários autores utilizam o *curtailment* como medida de último recurso, apenas para situações extremas de sobretensão em que outras estratégias não são tão eficazes [32], [59]. Na próxima secção são referenciados alguns artigos que utilizam estratégias mistas, que combinam os 3 mecanismos até agora apresentados, nomeadamente: *curtailment*, armazenamento energético e *demand response*.

2.1.4 Mistas

Como referido anteriormente, o método de *curtailment* é uma forma eficaz de reduzir a ocorrência de fluxos inversos. No entanto, é um método que implica o corte de uma considerável quantidade de potência que se traduz no desperdício de recursos energéticos e na diminuição da receita gerada pelos utilizadores. Por este motivo diversos autores preferem combinar a estratégia de *curtailment* com métodos que incentivem o autoconsumo. Em [21] e [46] verificou-se que a utilização de baterias aumenta o autoconsumo e reduz significativamente as perdas de energia relacionadas com o *curtailment*. Ao aumentar o autoconsumo, através do armazenamento de energia, é possível diminuir a ocorrência de fluxos inversos e a quantidade de energia desperdiçada. A Figura 6 representa um esquema da aplicação do armazenamento de energia e *curtailment* no perfil de geração e consumo de energia e as respetivas interações com a rede. É possível observar que o carregamento da bateria (Dia 2) atinge a sua máxima capacidade antes do pico de geração. Consequentemente é necessária a aplicação de *curtailment* (Dia 3) para manter os níveis de potência dentro dos parâmetros aceitáveis. A bateria é posteriormente descarregada no período de maior consumo e menor geração.

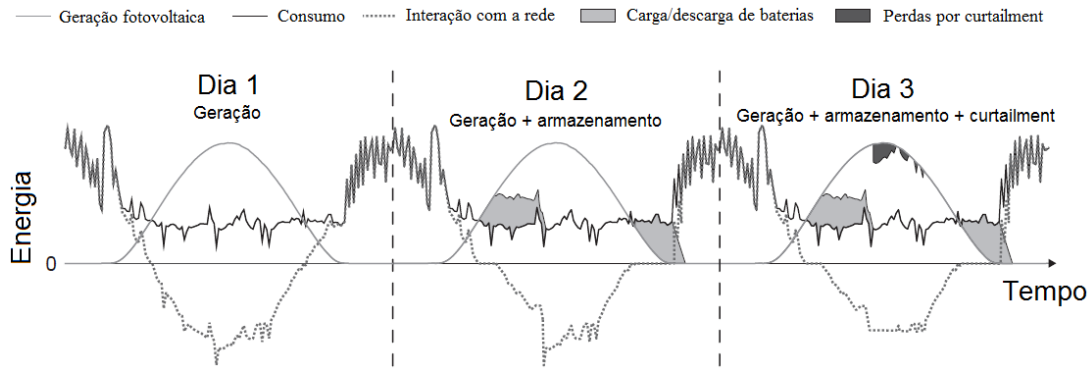


Figura 5 – Representação esquemática do perfil de consumo, de geração, de carga e descarga da bateria, aplicação de *curtailment* e respectivas interações com a rede. Adaptado de [46].

Quando se atinge a capacidade máxima de armazenamento, mas a geração continua a ser maior que a procura, os métodos de DR são também uma boa solução para dar continuidade ao aproveitamento do excedente energético [32]. O controlo de aparelhos domésticos flexíveis permite por um lado transferir a carga dos períodos de maior consumo para os períodos de maior geração e, por outro, reduz a injeção de potência na rede. Em [32], a combinação de armazenamento energético e DR foi suficiente para controlar os níveis de tensão de uma rede de distribuição com elevada penetração fotovoltaica dentro dos parâmetros desejados sem que fosse necessário recorrer ao *curtailment* [32] (Figura 7).

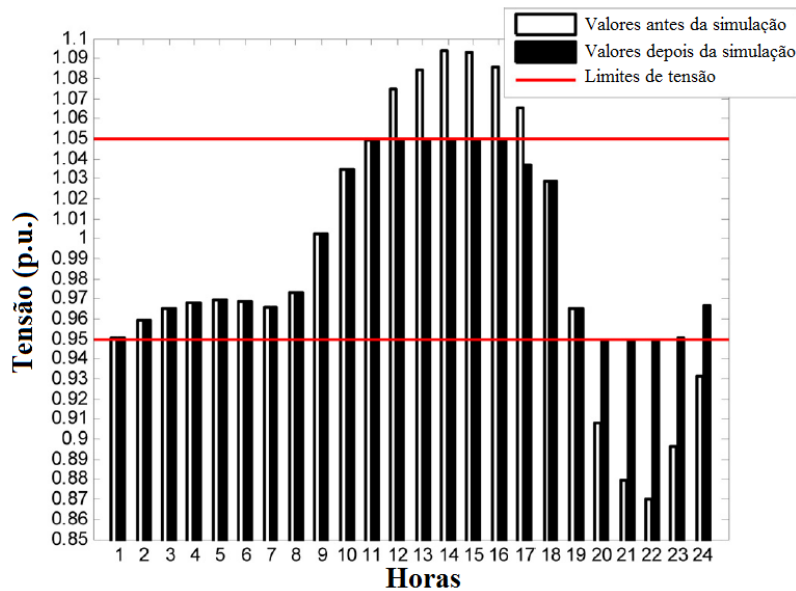


Figura 6 – Níveis de tensão no ponto de acoplamento comum antes e depois de armazenamento energético e aplicação de DR [32].

Como referido em secções anteriores, a aplicação de estratégias DR é facilitada através da utilização de dispositivos que ofereçam flexibilidade energética e que permitam a transferência de uma elevada quantidade de carga. Os termoacumuladores são dispositivos que apresentam um

bom desempenho no aumento do autoconsumo da energia gerada localmente [38], [33]. Em [55], Brunner *et al.* estudaram a influência do controlo de termoacumuladores na redução das perdas de energia associadas ao *curtailment*. Concluiu-se que a utilização de termoacumuladores possibilita o consumo de grande parte da energia que seria desperdiçada por *curtailment* e que através de um correto método de controlo é possível contribuir para a estabilização da rede, nomeadamente diminuir os fluxos inversos de energia e a carga submetida no transformador.

Todos os trabalhos referenciados nesta secção apresentam, de alguma forma, a combinação de pelo menos duas das estratégias abordadas nesta revisão de literatura. Em todas as soluções apresentadas, foi evidente a eficácia da diminuição dos fluxos inversos de energia, para além de que a combinação de estratégias provou ser uma mais valia na redução da energia desperdiçada. No entanto, nenhum destes artigos aborda o potencial destas estratégias no aumento de vida útil dos transformadores.

2.2 Discussão

A partir da literatura existente, revista de acordo com o que foi apresentado na secção 2.1.1-2.1.4 é possível aferir o seguinte:

- O método de *curtailment* é eficaz na redução dos fluxos inversos de energia uma vez que limita diretamente a injeção de potência na rede. É relativamente fácil de implementar e é uma solução com uma boa relação eficiência/custo. No entanto, este método está associado a perdas energéticas.
- A utilização de baterias é uma solução que permite um bom aproveitamento da energia gerada localmente. Reduz os fluxos inversos de energia através do armazenamento do excesso de geração e permite a diminuição dos picos de consumo com a utilização da energia armazenada. Apesar disso, a aquisição de baterias exige um elevado investimento inicial e de momento podem não ser economicamente viáveis.
- Métodos de DR reduzem os fluxos inversos de energia através do aumento do autoconsumo. Utilizam o controlo de aparelhos domésticos para transferir carga dos picos de maior consumo para os picos de maior geração. Estes métodos apresentam bons resultados no aumento de vida útil dos transformadores. Os termoacumula-

dores destacam-se pela sua flexibilidade e capacidade de armazenamento de energia térmica. No entanto, este método está limitado pelos níveis de conforto dos utilizadores.

- A combinação de *curtailment* e baterias é também uma solução para diminuir os fluxos inversos. A utilização de baterias permite o aproveitamento de grande parte da energia que seria desperdiçada pelo corte de potência. E o *curtailment* assegura a limitação da potência injetada na rede quando a capacidade das baterias atinge o seu limite. A desvantagem desta combinação prende-se com o custo de aquisição das baterias.
- A combinação de *curtailment* com o controlo de termoacumuladores também demonstrou ser uma boa solução na redução dos fluxos inversos de energia. À semelhança das baterias, os termoacumuladores aumentam o autoconsumo e aproveitam grande parte da energia que seria desperdiçada via *curtailment*.

Após a revisão da literatura, e dada a relevância do problema em estudo, verifica-se uma pequena oferta de soluções que visam a redução do excessivo envelhecimento dos transformadores consequente da integração de nZEBs em redes em baixa tensão. Através da pesquisa realizada apenas em [22] se verificou esse tipo de estudo. Para além disso a solução apresentada em [22] baseia-se apenas no armazenamento de energia elétrica através da utilização de baterias. Desse modo, continuam a faltar estudos que analisem a combinação dos diferentes métodos abordados neste capítulo. Neste trabalho pretende-se evitar soluções que acarretem elevados investimentos iniciais. Deste modo, selecionou-se a combinação do método de *curtailment* com uma estratégia de DR através do controlo de termoacumuladores. Como referido anteriormente, a combinação destes métodos permite reduzir a magnitude dos fluxos inversos de energia e aproveitar parte da energia que seria desperdiçada via *curtailment*. Para além disso são dois métodos relativamente fáceis de implementar, admitindo-se que os IF possuem mecanismos de corte e que uma percentagem considerável de residências em Portugal utiliza termoacumuladores como aparelhos de aquecimento de água doméstica (11,2% em 2010 [60]).

3 Solução Proposta

Na sequência do problema apresentado no Capítulo 1, o desenvolvimento de uma solução que prolongue o tempo de vida útil de transformadores de distribuição que alimentem um conjunto de edifícios convertidos em nZEB, requer a redução das elevadas magnitudes dos fluxos inversos de energia que ocorrem em períodos de elevada geração fotovoltaica e baixo consumo. Para o efeito, e de acordo com a revisão da literatura apresentada no Capítulo 2, a solução descrita nas próximas secções combina uma estratégia de *curtailment* com uma estratégia DR que, neste caso, utiliza a flexibilidade energética oferecida por termoacumuladores. Assim, admite-se que a solução proposta se resume ao controlo de dois tipos de dispositivos:

- Inversores Fotovoltaicos (IFs) – dispositivos associados ao corte de geração fotovoltaica;
- Termoacumuladores – dispositivos associados ao aumento/diminuição do consumo de energia elétrica dos edifícios.

Neste trabalho, o estudo realizado foca-se particularmente em transformadores de distribuição com enrolamentos isolados em óleo mineral. Nesse sentido o envelhecimento do transformador diz respeito ao envelhecimento equivalente do material isolante refrigerado pelo óleo mineral, pelo que a utilização da expressão “envelhecimento”, ao longo deste documento, deve ser interpretada como tal. Do mesmo modo, sempre que se mencionar “transformador de distribuição” está-se a referir a este tipo de transformadores refrigerados a óleo. No entanto, a solução proposta é genérica e modelar sendo possível adaptá-la para outro tipo de transformadores. Nas próximas secções é apresentada a descrição geral da solução proposta (Secção 3.1), a metodologia utilizada na gestão da sobrecarga do transformador (Secção 3.2) e ainda as estratégias definidas para a gestão dos dispositivos controláveis (Secção 3.3), nomeadamente os IFs e os Termoacumuladores.

3.1 Descrição Geral

A nova organização do sistema elétrico possibilita que as redes de distribuição de energia elétrica em Baixa Tensão (BT) não só alimentem o consumo de energia elétrica, mas também recebam a energia elétrica gerada pelas unidades de geração distribuídas presentes nessas redes. A Figura 7 representa um exemplo de uma rede BT que alimenta um conjunto de edifícios munidos de Sistemas Fotovoltaicos (SFs). Assim sendo, à saída do transformador, que representa o limite da rede entre a média e a baixa tensão, o consumo C_{BT} e geração G_{BT} de energia elétrica (para cada instante n), podem ser calculados pelas Equações (3.1) e (3.2). C_{Ed} e G_{Ed} representam o consumo e geração individuais de cada edifício ed respetivamente, enquanto que N_{ed} representa o número total de edifícios ligados à rede.

$$C_{BT}(n) = \sum_{ed=1}^{N_{ed}} (C_{Ed_{ed}}(n)) \quad (3.1)$$

$$G_{BT}(n) = \sum_{ed=1}^{N_{ed}} (G_{Ed_{ed}}(n)) \quad (3.2)$$

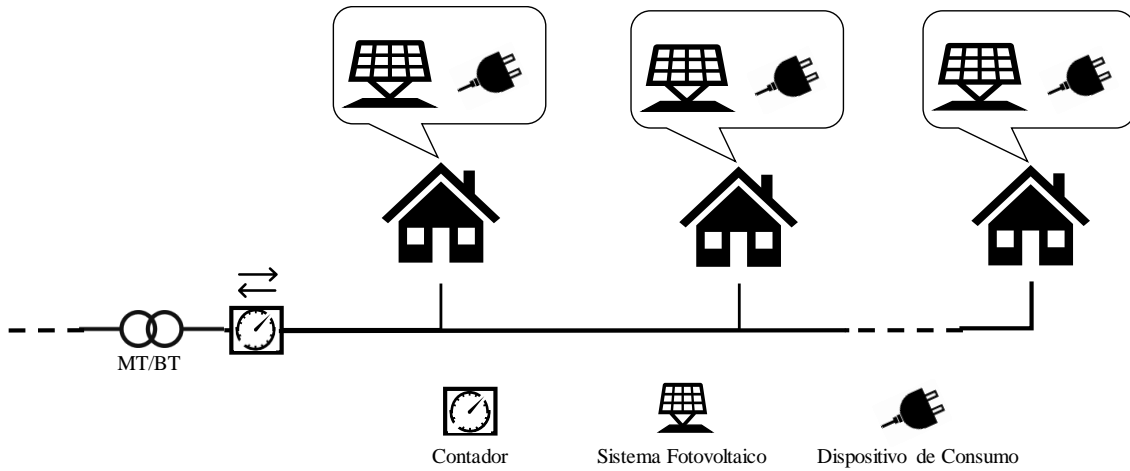


Figura 7 – Representação da interação de diferentes entidades com uma rede BT.

De acordo com a revisão da literatura, (Secção 2.1.1), o conceito *Demand Response* está associado a programas que permitem a alteração dos perfis de consumo dos edifícios através do deslocamento da carga de dispositivos controláveis. Frigoríficos, Máquinas de Lavar e Termoacumuladores são exemplos deste tipo de dispositivos. Por outro lado, os IFs são dispositivos que podem ser controlados para limitar a injeção de energia na rede. Tendo em conta a contribuição destes dispositivos, o consumo e geração de cada edifício passa a ser dado pelas Equações (3.3) e (3.4) respetivamente. Nestas equações, Q_{NC} representa o consumo de todos os dispositivos não controláveis do edifício ed , Q_C representa o consumo dos dispositivos controláveis dc do

edifício ed e C_g representa o corte efetuado pelo inversor fotovoltaico do edifício ed na sua geração total, no instante n . N_{dc} diz respeito ao número total de dispositivos controláveis do edifício ed .

$$C_{BT}(n) = \sum_{ed=1}^{N_{ed}} \left[(Q_{NC_{ed}}(n)) + \sum_{c=1}^{N_{dc}} (Q_{dc_{ed}}(n)) \right] \quad (3.3)$$

$$G_{BT}(n) = \sum_{ed=1}^{N_{ed}} [G_{Ed_{ed}}(n) - C_{g_{ed}}(n)] \quad (3.4)$$

Assumindo que o excesso de geração local de um edifício pode ser consumido por outro edifício com maiores necessidades de consumo [24], a carga C_{TBT} registada à saída do transformador, no instante n , é dada pela diferença entre o consumo C_{BT} e a geração G_{BT} totais dos edifícios, Equação (3.5):

$$C_{TBT}(n) = C_{BT}(n) - G_{BT}(n) \quad (3.5)$$

De acordo com a Equação (3.5), a carga registada à saída do transformador tem valor positivo quando o consumo de energia elétrica é superior à geração e negativo quando a geração de energia elétrica é superior ao consumo. Por convenção, um valor negativo de C_{TBT} representa a exportação de energia elétrica enquanto que um valor positivo está associado à importação. Deste modo admitem-se dois sentidos para o fluxo da energia elétrica ao longo da rede (fluxos bidirecionais):

- Fluxo direto de energia: $C_{TBT} > 0 \Rightarrow C_{BT} > G_{BT}$. A energia flui do transformador para os consumidores. Associado à importação de energia elétrica;
- Fluxo inverso de energia: $C_{TBT} < 0 \Rightarrow G_{BT} > C_{BT}$. A energia flui dos consumidores para o transformador. Associado à exportação de energia elétrica;

De modo a reduzir os elevados fluxos inversos ou diretos de energia que provocam o acelerado envelhecimento do transformador, dois módulos de gestão energética foram implementados. O primeiro módulo, Gestão da Sobrecarga do Transformador (GST), monitoriza a operação do transformador calculando, para cada instante n , o valor da carga máxima a que o transformador pode estar sujeito. O segundo módulo, Gestão dos Dispositivos Controláveis (GDC), efetua o despacho das ações necessárias para reduzir os fluxos inversos ou diretos de energia, nomeadamente através do controlo de termoacumuladores e/ou de IFs. A Figura 8 e a Figura 9 apresentam o modelo conceptual e fluxograma da solução proposta, respetivamente, onde estão representadas as interações entre os módulos GST e GDC com a rede BT e os edifícios.

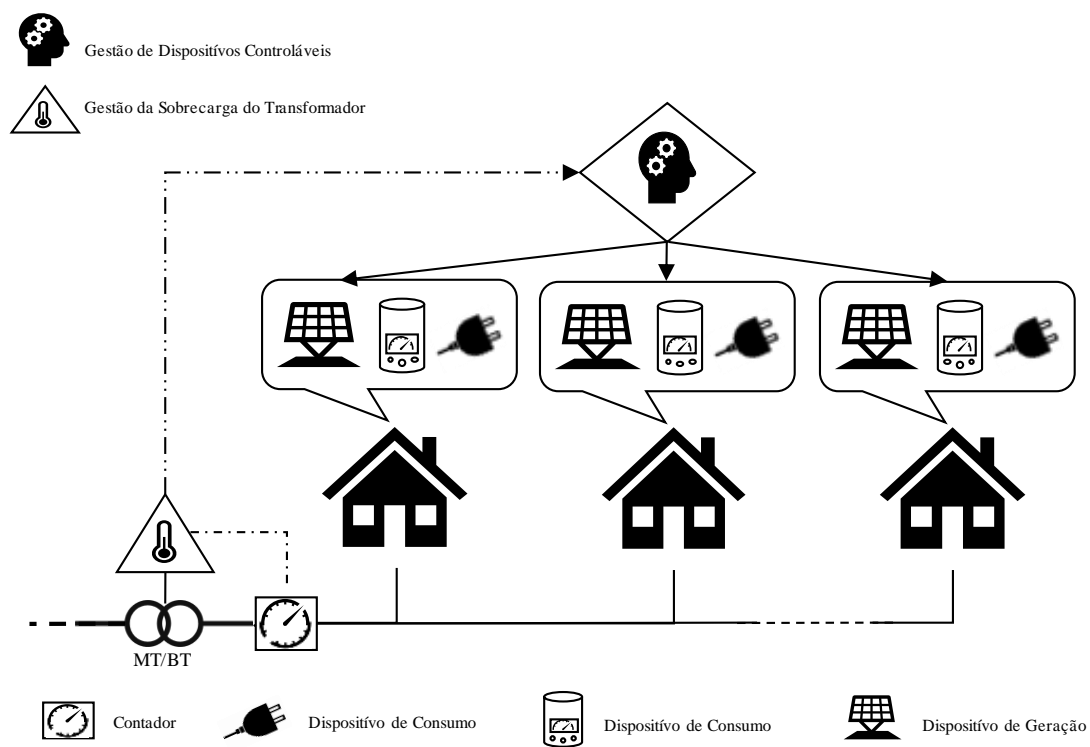


Figura 8 - Modelo Conceptual da Solução Proposta

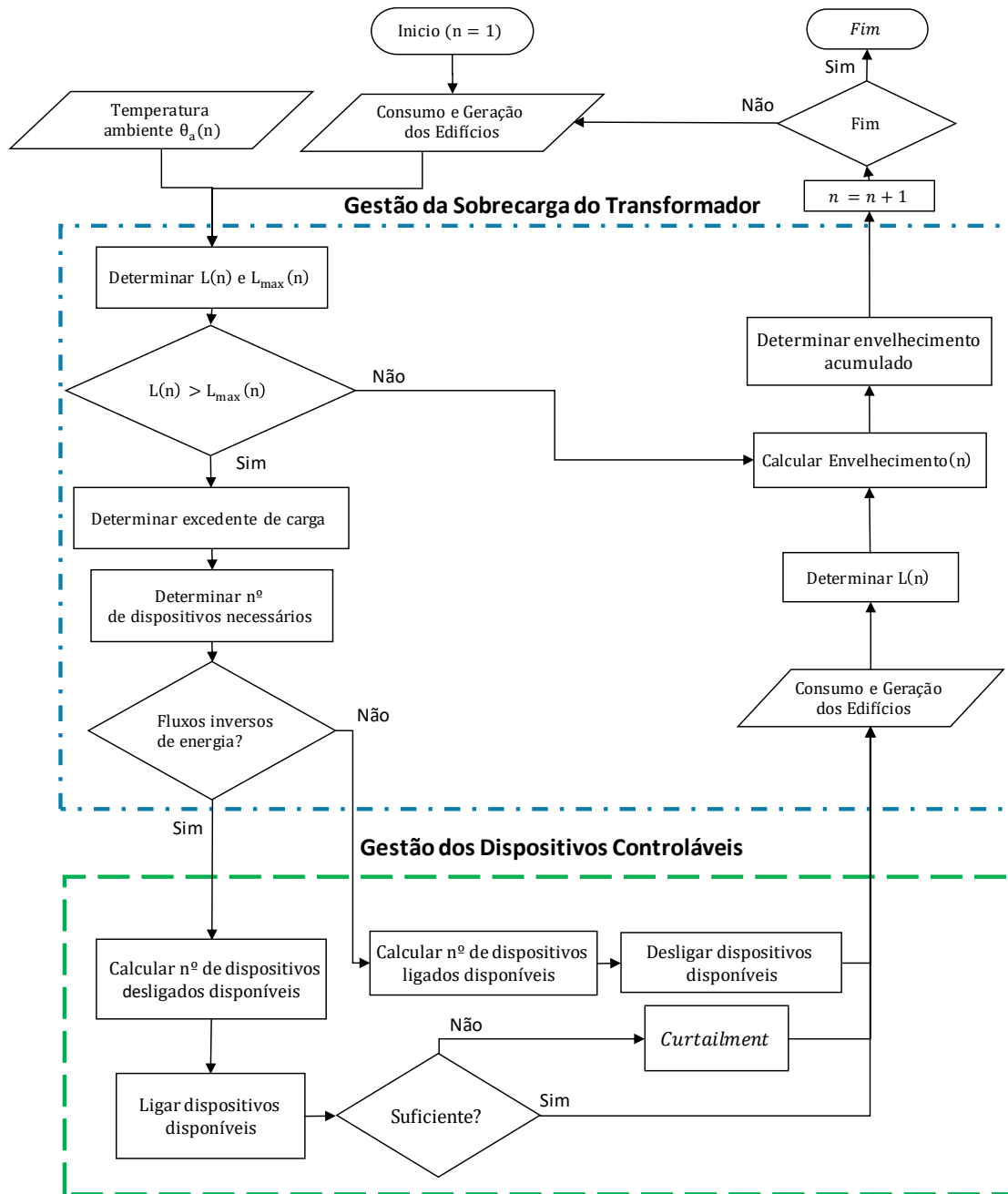


Figura 9 - Fluxograma da metodologia utilizada na solução proposta para o aumento da vida útil do Transformador.

O fim da vida útil de um transformador BT está normalmente associado à falha do isolamento dos seus enrolamentos [22]. Um dos grandes fatores que contribui para a degradação desse isolamento é a temperatura de operação do transformador. A distribuição da temperatura dentro do transformador não segue um padrão linear [22], sendo que a secção do isolamento que opera à temperatura mais elevada é a que sofre uma maior detioração [22]. Deste modo, a temperatura mais elevada do isolamento é a temperatura utilizada para descrever a temperatura de operação

do transformador e denomina-se por temperatura *hottest-spot* θ_h . A temperatura θ_h está diretamente relacionada com a temperatura ambiente θ_a e com a carga registada à saída do transformador que, para efeitos de envelhecimento se define pelo seu valor em módulo, e se representa por L :

$$L(n) = |C_TBT(n)| \quad (3.6)$$

Deste modo, submeter o transformador a elevadas cargas L (superiores à carga nominal L_r) e/ou a uma temperatura ambiente muito elevada (superior à considerada durante o fabrico do transformador) pode aumentar a temperatura de operação do transformador para níveis que aceleram o envelhecimento do isolamento dos seus enrolamentos [22].

Assim, limitando o valor de θ_h abaixo de um valor máximo $\theta_{h_{max}}$ é possível controlar o acelerado envelhecimento do transformador. Sendo a temperatura θ_h diretamente dependente da carga do transformador, o controlo da temperatura θ_h é feito através do controlo dessa carga. Nesse sentido, para cada instante n do processo, o módulo GST calcula o valor da carga máxima L_{max} para o qual o transformador não ultrapassa a temperatura *hottest-spot* máxima $\theta_{h_{max}}$. Se o valor da carga L registada à saída do transformador for superior ao valor da carga máxima L_{max} há um excesso de carga L_{exc} no transformador, determinado pela seguinte expressão:

$$L_{exc}(n) = L(n) - L_{max}(n) \quad (3.7)$$

O valor deste excesso de carga é o resultado das elevadas magnitudes dos fluxos diretos ou inversos de energia que se registam no transformador. A solução proposta para reduzir esses fluxos dá prioridade à estratégia DR. Desse modo, a diminuição do excesso de carga L é primeiramente efetuado pelo controlo dos termoacumuladores. Admitindo que os termoacumuladores têm todos a mesma potência P_{termo} , o número de dispositivos necessários N_{disp} para deslocar o excesso de carga é obtido através da divisão desse excesso pela potência dos dispositivos, ($N_{disp} = \frac{L_{exc}}{P_{termo}}$).

A seleção dos termoacumuladores a controlar depende do sentido do fluxo da energia e é efetuada pelo módulo GDC. Quando o excesso de carga é causado por fluxos inversos de energia a estratégia de controlo contabiliza todos os termoacumuladores desligados e disponíveis. A disponibilidade dos termoacumuladores para atuar no controlo da carga L é limitada pela temperatura da água quente dos seus depósitos (ver secção 3.3.1.2). Depois de selecionados, os termoacumuladores são ligados. Se os termoacumuladores controlados não forem suficientes para diminuir a carga L tal que $L \leq L_{max}$, a estratégia de *curtailment* é utilizada. Por outro lado, se o excesso de

carga for causado por fluxos diretos, a estratégia seleciona o número de termoacumuladores ligados disponíveis e desliga-os.

Depois de realizadas as ações de controlo, é efetuada uma nova leitura do consumo e geração da rede BT e é calculada a nova carga L do transformador. Com estes dados é calculado o envelhecimento do transformador para o instante n considerado. Para cargas inferiores ou iguais a L_{max} não é realizada qualquer ação de controlo, sendo apenas contabilizada a contribuição do envelhecimento do transformador no instante n para o envelhecimento total do transformador. Este processo é executado iterativamente até chegar ao seu fim.

3.2 Gestão da Sobrecarga do Transformador

A gestão da sobrecarga do transformador tem a função de monitorizar a carga registada à saída do transformador e determinar se o valor dessa carga ultrapassa o valor máximo admissível. O cálculo da carga máxima admissível é feito com base numa temperatura *hottest-spot* máxima que não deve ser ultrapassada. Desse modo é necessário realizar também a monitorização do valor da temperatura *hottest-spot* que por sua vez depende da temperatura ambiente e da carga submetida no transformador. Dependendo do valor da temperatura *hottest-spot* do transformador, o envelhecimento equivalente no transformador pode ser maior ou menor.

As subsecções que se apresentam de seguida demonstram a forma como são calculadas todas estas variáveis, nomeadamente: a temperatura *hottest-spot*; o envelhecimento do transformador; a temperatura *hottest-spot* máxima e a carga máxima admissível no transformador.

3.2.1 Temperatura *hottest-spot*

O valor da temperatura *hottest-spot*, θ_h , pode ser estimado, em cada intervalo de tempo, de acordo com as equações diferenciais representadas pelo diagrama de blocos da Figura 10 e presentes na norma IEC 60076-7 Loading Guide For Oil-immersed Power Transformers [23]. Observa-se pela Figura 10 que os valores de entrada para calcular a temperatura *hottest-spot* do transformador são a carga total L da rede BT, e a temperatura ambiente, θ_a , que corresponde à temperatura do ar que envolve o transformador.

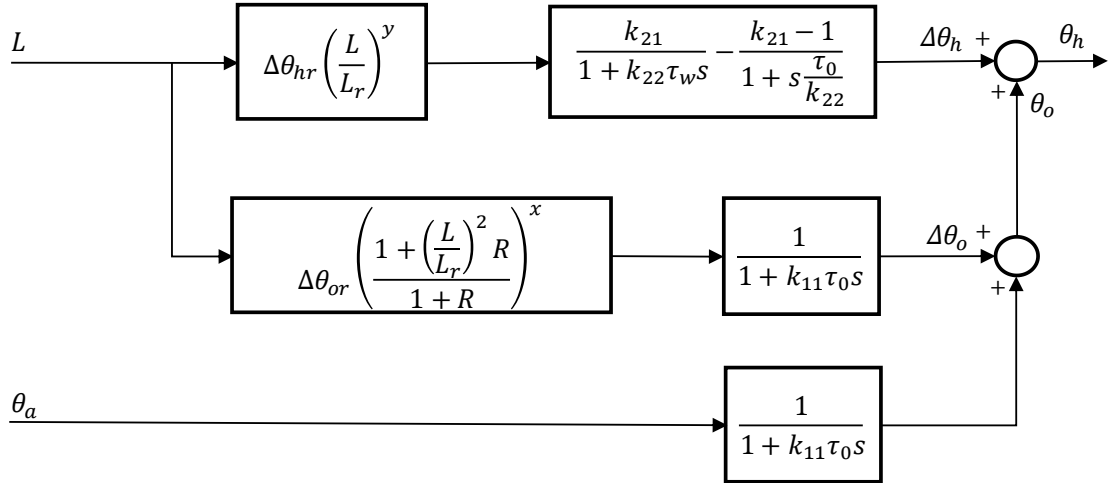


Figura 10 – Diagrama de blocos das equações diferenciais que descrevem a transferência de calor [23].

A temperatura *hottest-spot* é obtida adicionando a temperatura do óleo no topo θ_o ao aumento da temperatura *hottest-spot* acima da temperatura do óleo no topo $\Delta\theta_h$ [23]:

$$\theta_h = \theta_o + \Delta\theta_h \quad (3.8)$$

Utilizando L e θ_a como entradas, a equação diferencial associada à temperatura do óleo no topo θ_o é dada pela seguinte equação diferencial [23]:

$$\left[\frac{1 + \left(\frac{L}{L_r}\right)^2 R}{1 + R} \right] \times (\Delta\theta_{or}) = k_{11}\tau_o \times \left(\frac{d\theta_o}{dt} \right) + [\theta_o - \theta_a] \quad (3.9)$$

Relativamente à equação diferencial associada ao aumento da temperatura *hottest-spot* acima da temperatura do óleo no topo, pode ser determinada através da Equação (3.10), usando L como entrada, onde $\Delta\theta_{h1}$ e $\Delta\theta_{h2}$ estão presentes nas Equações (3.11) e (3.12), respetivamente, [23], [22].

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} \quad (3.10)$$

$$k_{21} \times \left(\frac{L}{L_r}\right)^y \times (\Delta\theta_{hr}) = k_{22} \times \tau_w \times \left(\frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} \right) + \Delta\theta_{h1} \quad (3.11)$$

$$(k_{21} - 1) \times \left(\frac{L}{L_r}\right)^y \times (\Delta\theta_{hr}) = (\tau_o/k_{22}) \times \left(\frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} \right) + \Delta\theta_{h2} \quad (3.12)$$

Neste estudo, as soluções das Equações (3.9) - (3.12) foram resolvidas através de uma aproximação por equações às diferenças e seguindo uma abordagem iterativa para calcular os respectivos valores das variáveis em cada intervalo de tempo, como sugerido na norma IEC 60076-7 [23].

3.2.2 Envelhecimento Equivalente do Transformador

O envelhecimento acumulado por um transformador submetido a uma carga superior à considerada durante o seu processo de fabrico não é igual para todos os transformadores. Para transformadores de distribuição, considerar apenas a temperatura *hottest-spot* dos enrolamentos e a sua correspondente detioração térmica é suficiente [23]. De acordo com testes experimentais estabeleceu-se que, para a temperatura *hottest-spot* de referência (110 °C), o normal tempo de vida útil de um sistema de isolamento seco e livre de oxigénio é de 180 000 horas (20,55 anos) [22]. A partir destes testes foi possível determinar a expressão que calcula o fator de aceleração do envelhecimento de um transformador com isolamento de celulose, Equação (3.13):

$$F_{env}(n) = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_h(n)+273}\right)} \quad (3.13)$$

Esta equação descreve o modo como o envelhecimento do isolamento dos enrolamentos é acelerado para temperaturas θ_h superiores a 110 °C e como é retardado para temperaturas inferiores a 110 °C. O fator de envelhecimento é unitário quando a temperatura θ_h é igual a 110 °C. A soma dos fatores de envelhecimento, para cada instante de um intervalo de tempo definido por n_1 e n_2 , corresponde ao envelhecimento equivalente (EE) do isolamento dos enrolamentos à temperatura de referência e calcula-se de acordo com a Equação (3.14):

$$EE = \sum_{n=1}^{n_2} F_{env}(n) \quad (3.14)$$

Tendo em conta a Equação (3.14), é importante reforçar que, ao longo deste documento, a expressão “envelhecimento do transformador” refere-se ao envelhecimento equivalente do transformador à temperatura θ_h de referência (110 °C) ao longo de um intervalo de tempo específico.

3.2.3 Temperatura *Hottest-spot* máxima admissível

Como referido anteriormente, para a temperatura *hottest-spot* de referência (110 °C) estabeleceu-se que o fator de envelhecimento é unitário. No entanto, o aumento da temperatura *hottest-spot* para valores superiores a 110 °C resulta no aumento exponencial do fator de envelhecimento F_{env} . A relação entre o fator de envelhecimento e a temperatura θ_h está representada na Figura 11 e é notório o aumento exponencial do envelhecimento para temperaturas superiores a

110 °C. Em particular, quando θ_h ultrapassa os 140 °C podem criar-se bolhas de gás no isolamento dos enrolamentos do transformador que reduzem a sua força dielétrica e podem provocar a falha do seu funcionamento. Para assegurar o correto funcionamento do transformador definiu-se que a temperatura *hottest-spot* não pode ser igual ou superior ao limite máximo admissível $\theta_{h_{max}}$ de 140 °C. Como mencionado anteriormente, a temperatura *hottest-spot* depende da temperatura do ar que está em contacto com o transformador e da carga a que está sujeito o transformador. Controlar a temperatura do ar para limitar a temperatura *hottest-spot* seria uma solução impraticável, não só pela sua baixa eficiência, mas também pelos custos económicos associados. Deste modo, para limitar a temperatura *hottest-spot* abaixo da temperatura máxima admissível de 140 °C optou-se por controlar a carga máxima admissível no transformador L_{max} .

A subsecção seguinte detalha o processo de cálculo da carga máxima admissível para cada instante de tempo e introduz as medidas necessárias para precaver o acelerado envelhecimento quando o transformador é submetido a valores de carga superiores a esse valor.

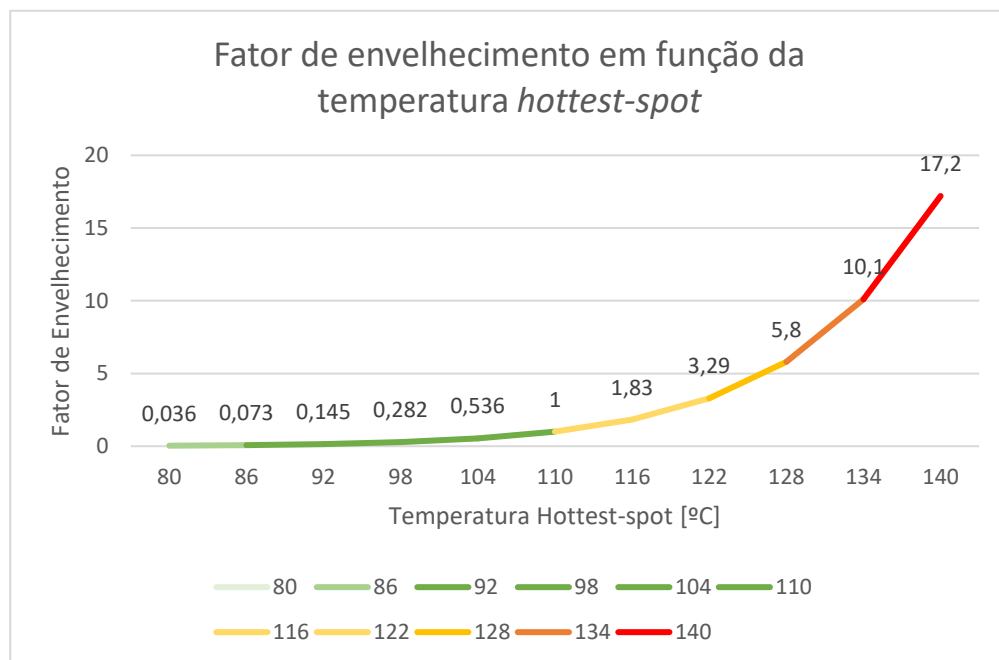


Figura 11 - Relação entre o fator de envelhecimento do isolamento e a temperatura *hottest-spot* θ_h

3.2.4 Carga Máxima Admissível

O fator de carga F_k de um transformador de distribuição, num determinado instante, define-se através da relação entre a carga L a que está sujeito e a sua carga nominal L_r (carga definida na sua Chapa de Características):

$$F_k(n) = \frac{L(n)}{L_r} \quad (3.15)$$

Como mencionado anteriormente, a carga L representa o módulo da carga C_{TBT} registada à saída do transformador de distribuição (ver equação (3.6)). De modo a evitar a falha do transformador de distribuição, a carga L deverá ser limitada, para cada instante n , no sentido de evitar que a temperatura do isolamento do transformador atinja a temperatura *hottest-spot* máxima $\theta_{h_{max}}$ de 140 °C. O fluxograma representado na Figura 12 descreve o processo do cálculo dessa carga L_{max} para o instante n .

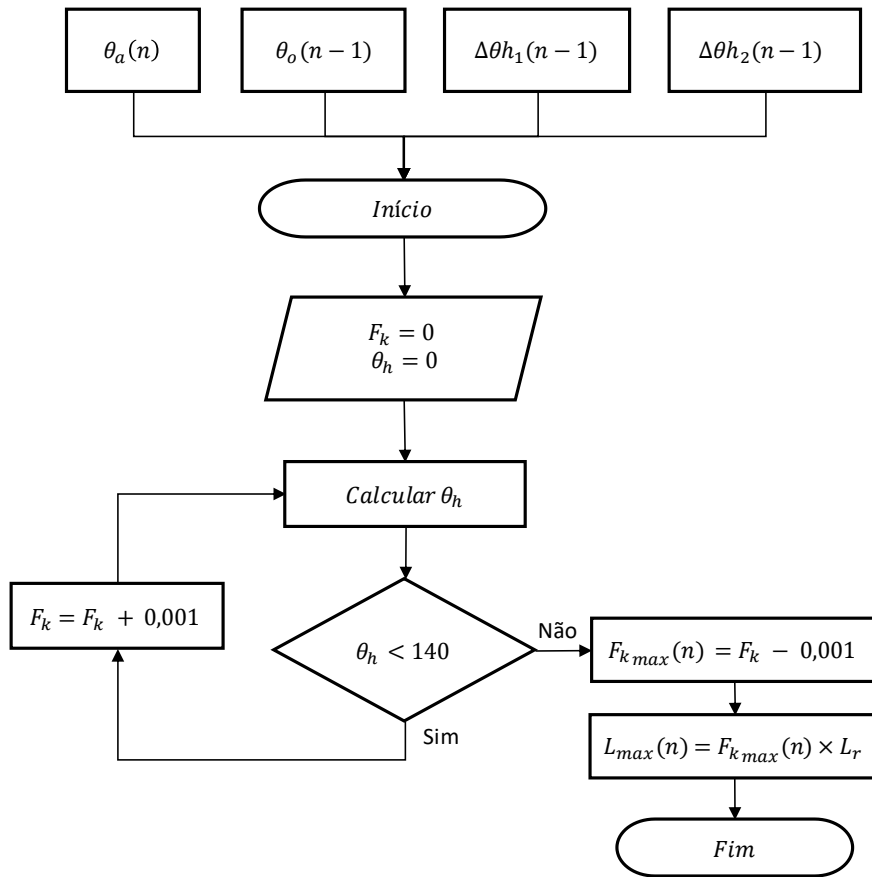


Figura 12 - Fluxograma da metodologia utilizada para o cálculo da carga máxima admissível no Transformador.

Como descrito no fluxograma, o cálculo da carga L_{max} , num determinado instante n , tem como entradas a temperatura ambiente θ_a , desse instante, e os valores de θ_o , $\Delta\theta_{h1}$, $\Delta\theta_{h2}$ correspondentes ao instante anterior. De seguida é executado um ciclo iterativo no qual se calcula a temperatura *hottest-spot* θ_h para todos os incrementos de F_k até que o valor da temperatura θ_h seja igual ou superior a 140 °C. No instante em que θ_h é igual ou superior a 140 °C significa que o fator de

carga F_k , utilizado no cálculo de θ_h , já ultrapassou o valor máximo. Para assegurar que a temperatura θ_h é menor que $\theta_{h_{max}}$ (i.e. 140 °C) decrementa-se o valor de F_k em uma unidade incremental (i.e. $F_{k_{max}} = F_k - 0,001$). Deste modo assegura-se que o fator de carga máximo admissível é aquele imediatamente antes do fator de carga que provoca um valor de θ_h igual ou superior a $\theta_{h_{max}}$. Por fim, e para o instante n , obtém-se a carga máxima admissível L_{max} multiplicando o valor de $F_{k_{max}}$ pela carga nominal do transformador L_r .

Para um determinado instante, se a carga submetida no transformador for superior à carga máxima admissível significa que a temperatura *hottest-spot* do transformador é igual ou superior à $\theta_{h_{max}}$, ou seja:

$$L > L_{max} \rightarrow \theta_h \geq \theta_{h_{max}} \quad (3.16)$$

Nestas condições o transformador encontra-se vulnerável ao surgimento de bolhas de ar no isolamento dos seus enrolamentos que reduzem a sua força dielétrica e provocam a sua falha. Para evitar esta situação é necessário adotar medidas de controlo que diminuam o valor de L . O tipo de medida a adotar depende do sentido do fluxo de energia que atravessa o transformador. Para fluxos diretos de energia, as medidas de controlo atuam no sentido de diminuir o consumo total dos edifícios da rede BT. Para fluxos inversos as ações de controlo atuam no sentido de aumentar o consumo dos edifícios da rede BT ou, se necessário, diminuir a sua geração. O despacho destas medidas de controlo é efetuado pelo módulo Gestão dos Dispositivos Controláveis que se apresenta detalhadamente descrito na próxima Secção 3.3.

3.3 Gestão dos Dispositivos Controláveis

No seguimento da Gestão da Sobrecarga do Transformador apresentada na secção anterior, o desenvolvimento de um módulo de Gestão de Dispositivos Controláveis compreende a modelação e monitorização do comportamento de cada dispositivo assim como a gestão da sua flexibilidade energética. De acordo com a solução proposta pretende-se aplicar estratégias DR e de *Curtaiment* e por isso consideraram-se dois tipos de dispositivos controláveis: Dispositivos de Consumo e Dispositivos de Geração. A estratégia utilizada para o controlo de cada tipo de dispositivo é apresentada nas próximas subsecções assim como a sua aplicação na gestão da sobrecarga do transformador.

3.3.1 Dispositivos de Consumo

São vários os dispositivos de consumo que podem ser aplicados em estratégias DR. Frigoríficos, Máquinas de Lavar e Termoacumuladores são apenas alguns exemplos. Para este tipo de estratégia é importante que os dispositivos apresentem flexibilidade energética. Em termos de consumo de energia, um determinado dispositivo é considerado flexível se o seu respetivo perfil de carga puder ser alterado sem afetar o conforto dos utilizadores [61]. Graças à sua capacidade de armazenamento térmico o consumo de energia elétrica de um termoacumulador pode ser antecipado ou adiado, o que evidencia a sua flexibilidade energética [28]. Para além de oferecer flexibilidade energética, o termoacumulador é um aparelho de aquecimento de água doméstica consideravelmente utilizado em Portugal (instalado em 11,2% das residências em 2010, [53]). Por estes motivos, nesta dissertação, selecionou-se o termoacumulador como dispositivo a controlar na estratégia DR. Para obter a flexibilidade energética deste dispositivo é necessário, numa primeira fase, modelar o seu comportamento. Sendo o termoacumulador um dispositivo de armazenamento térmico, modelar as trocas energéticas entre a água e o meio envolvente é fundamental para modelar o seu modo de operação. Na subsecção seguinte apresenta-se o modelo térmico utilizado neste estudo para descrever o modo de operação do termoacumulador tendo em conta as trocas energéticas da água no interior do tanque e com o meio envolvente.

3.3.1.1 Modelação da operação do termoacumulador

O estado de operação de um termoacumulador é normalmente controlado por um termostato que preserva a temperatura da água, no interior do tanque, dentro de um intervalo de valores específico. Quando a temperatura da água atinge o limite inferior T_{min} desse intervalo, o termoacumulador inicia o seu ciclo de operação e só o termina quando a temperatura da água atinge o limite superior T_{max} . A temperatura da água no interior do tanque de um termoacumulador é o resultado do balanço energético relativo às transferências de energia que ocorrem entre o tanque, a água e o meio exterior. A Figura 13 ilustra esse balanço energético e o modelo analítico utilizado para o descrever é dado pela Equação (3.17) de [62].

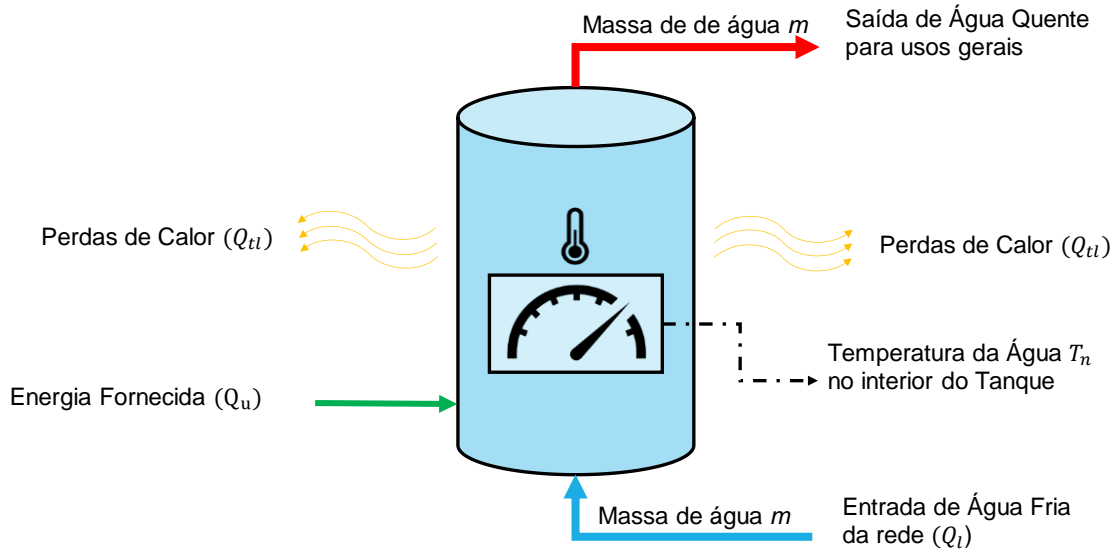


Figura 13 – Representação conceptual do balanço energético do termoacumulador.

$$Mc_p \left(\frac{dT}{dt} \right) = Q_u - Q_l - Q_{tl} \quad (3.17)$$

Traduzindo a equação (3.17) pela sua respetiva equação às diferenças, a temperatura da água T_n no interior do tanque após o intervalo de tempo Δt obtém-se pela seguinte expressão:

$$T_{n+\Delta t} = T_n + \frac{\Delta t}{Mc_p} [Q_u - Q_l - Q_{tl}] \quad (3.18)$$

$T_{n+\Delta t}$ – Temperatura da água após o intervalo de tempo Δt [°C];

T_n – Temperatura da água no instante t_n [°C];

Δt – Intervalo de tempo considerado [Segundos];

M – Massa de água presente no tanque [kg];

C_p – Capacidade térmica mássica da água [J/(kg K)];

Q_u – Potência fornecida ao termoacumulador [W];

Q_l – Potência relativa ao consumo de água quente [W];

Q_{tl} – Potência associada à transferência de calor entre as paredes do tanque e o meio que o envolve [W];

Neste modelo considerou-se uma distribuição uniforme da temperatura da água no interior do tanque e as perdas de calor assumem um valor fixo em cada intervalo de tempo Δt ($\Delta t = 1$ min). Apenas foram consideradas as perdas relativas à transferência de calor entre as paredes do tanque e o meio exterior, sendo desprezadas as perdas que ocorrem ao longo da canalização. A potência Q_{tl} associada à transferência de calor entre as paredes do tanque e o meio exterior depende do coeficiente de perdas UA máximo do tanque, da temperatura da água T_n e da temperatura do meio exterior T_{meio} e obteve-se de acordo com a seguinte equação:

$$Q_{tl} = (UA)(T_n - T_{meio}) \quad (3.19)$$

O coeficiente de perdas UA do tanque foi calculado através da expressão (3.20), de acordo com normas Italianas e Suíças [63]. U representa o coeficiente de perdas do isolamento do tanque. Quanto menor o valor de U , menores são as perdas de calor do tanque para o meio exterior. Deste modo, e seguindo a recomendação de [62], um bom valor de U é $0,16 \text{ W/m}^2\text{K}$. V_L representa o volume do tanque em litros e, de acordo com (3.20), quanto maior o seu valor maior serão as perdas de calor do tanque para o exterior.

$$UA = 0,16 \times \sqrt{V_L} \text{ [W/}^\circ\text{C]} \quad (3.20)$$

O perfil de consumo de água quente dos utilizadores tem um importante impacto na variação da temperatura da água no interior do tanque. No modelo utilizado considerou-se que a massa de água M presente no tanque permanece constante ao longo do tempo, sendo que, para o intervalo de tempo Δt , quando uma massa m de água quente é consumida (sai do tanque), a mesma massa de água fria entra no tanque. Isto é, consideraram-se iguais e constantes os fluxos de entrada e saída da água num determinado intervalo de tempo Δt . A energia Q_l associada ao consumo de água quente, no intervalo de tempo Δt , obteve-se pela Equação (3.21) e, como se pode observar, depende da massa m de água que entra/sai do tanque, da temperatura T_{af} da água fria que vem da rede e da temperatura T_n da água consumida, que se assume igual à presente no interior do tanque.

$$Q_l = \frac{m \times c_p \times (T_n - T_{af})}{\Delta t} \quad (3.21)$$

A potência Q_u fornecida à resistência do termoacumulador pode assumir dois valores diferentes, nomeadamente: 0 ou P_{termo} , que corresponde à potência de consumo do termoacumulador. Para cada um destes valores associa-se um estado de operação diferente:

$$Q_{u_{\Delta t}} = \begin{cases} P_{termo}, & (\text{Estado: Ligado}) \\ 0, & (\text{Estado: Desligado}) \end{cases} \quad (3.22)$$

Quando o termoacumulador está ligado, a potência Q_u fornecida à sua resistência é igual à potência P_{termo} , e quando o termoacumulador está desligado nenhuma potência está a ser fornecida à resistência ($Q_u = 0$). Como mencionado anteriormente, o estado de operação do termoacumulador em cada instante n é definido pelo termostato. A Figura 14 representa o fluxograma do algoritmo de controlo que o termostato exerce no termoacumulador. O termostato liga o termoacumulador quando a temperatura da água no interior do tanque atinge o limite mínimo T_{min} e desliga-o quando atinge o limite máximo T_{max} . Para valores de temperatura intermédios (entre $[T_{min}, T_{max}]$) o estado do termoacumulador permanece igual ao do seu instante anterior t_{n-1} .

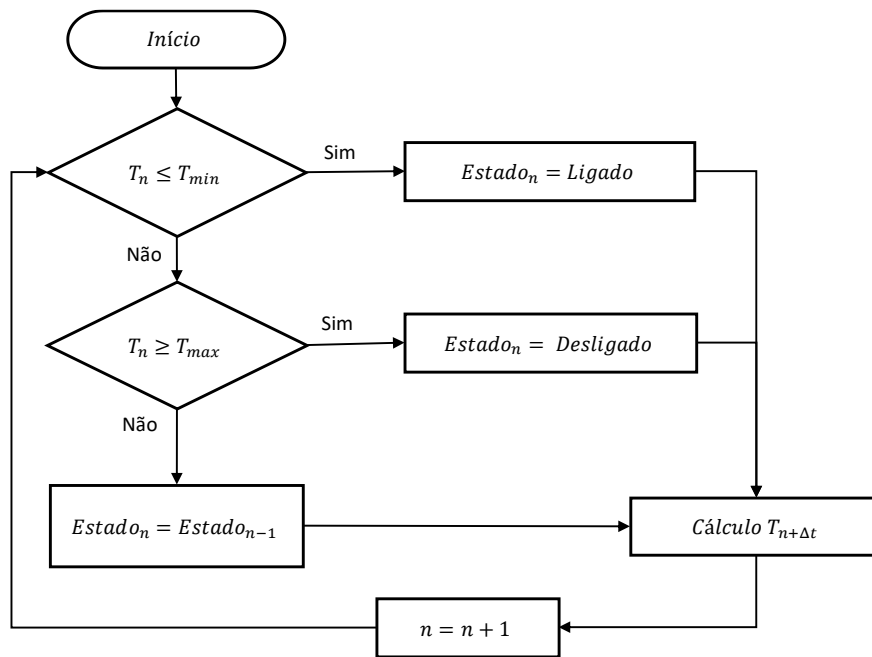


Figura 14 – Fluxograma do algoritmo de controlo que o termostato exerce no termoacumulador.

Utilizando o modelo analítico da Equação (3.18) e o algoritmo de controlo do termostato supracitado, simulou-se o funcionamento de um termoacumulador para um período de 24 horas. Para esta simulação utilizou-se o perfil de consumo horário *Rand* normalizado representado na Figura 16, presente em [64], e admitiu-se um consumo diário de água quente de aproximadamente 160 litros para 4 utilizadores (40 litros por utilizador). A temperatura inicial considerada para a água no interior do tanque foi de 60 °C e assumiu-se o termoacumulador inicialmente desligado. Para os restantes parâmetros foram utilizados os valores da Tabela 1. A simulação foi realizada com o auxílio da ferramenta *MATLAB* e os seus resultados apresentam-se na Figura 15.

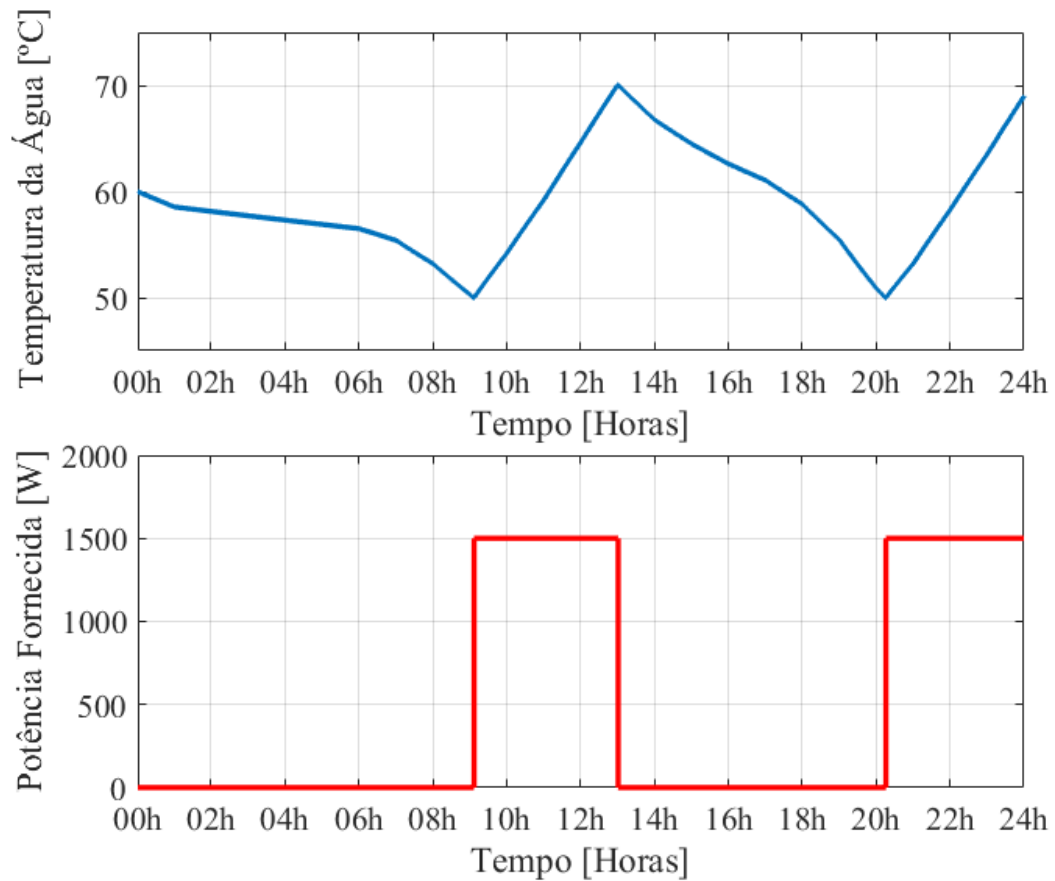


Figura 15 – Variação da temperatura T_n da água no interior do tanque e da potência Q_u fornecida ao termoacumulador ao longo de um período de tempo de 24h.

Observando os gráficos da Figura 15 é perceptível a relação entre o estado de funcionamento do termoacumulador e a temperatura da água, nomeadamente: diminui quando o termoacumulador está desligado e aumenta quando está ligado. Para além disso, observa-se que a variação da temperatura, para cada um desses estados, não é linear. Isso deve-se à variação do consumo de água quente a cada minuto Δt e às transferências de calor que ocorrem entre a água quente, o tanque e o meio exterior.

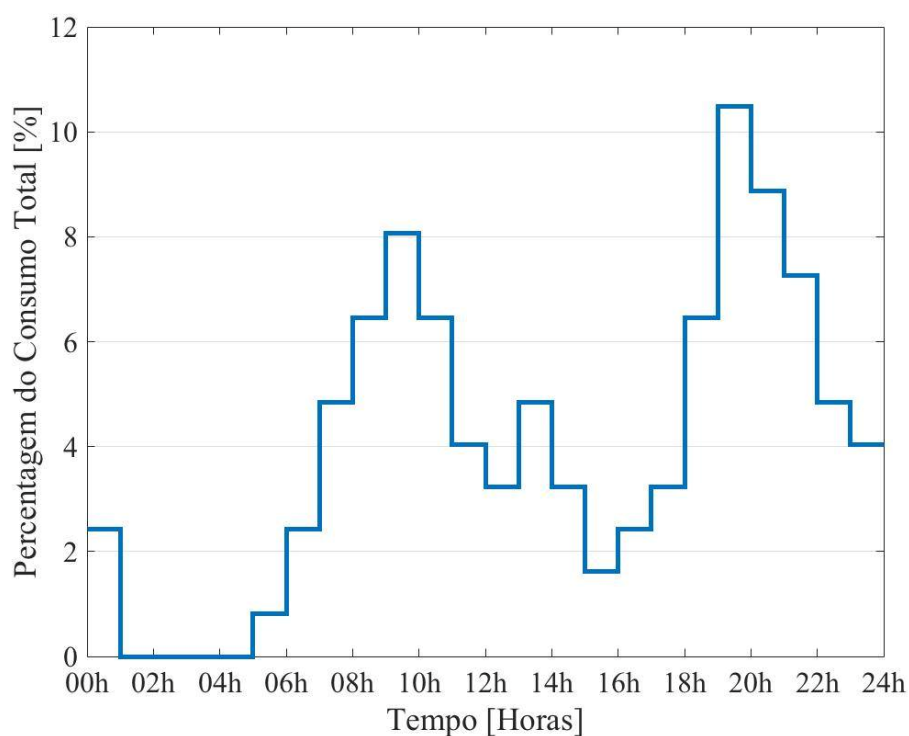


Figura 16 - Perfil normalizado do consumo diário de água quente de 1 habitante relativamente ao seu consumo médio diário. Adaptado de [64].

Tabela 1- Valores dos parâmetros utilizados nas equações que descrevem a temperatura da água no interior do tanque para o exemplo demonstrado na Figura 15.

Parâmetro	Descrição	Valor/Unidade
Q_u	Potência de consumo do termoacumulador.	1500 W
UA	Coeficiente de perdas máximo do tanque.	$0,16 \times \sqrt{V}$ W/°C
V_L	Volume do tanque.	160 L
T_{meio}	Temperatura ambiente onde está localizado o tanque.	20 °C
m	Massa de água que entra/sai do tanque.	kg
c_p	Calor específico da água.	4180 J/kg.K
T_{af}	Temperatura da água fria que vem da rede.	15 °C
Δt	Resolução de tempo considerada.	60 segundos
N	Número de utilizadores/consumidores	4
T_{max}	Limite máximo da temperatura da água.	70 °C
T_{min}	Limite mínimo da temperatura da água.	50 °C

O modelo descrito nesta secção foi validado comparando a sua saída com os dados apresentados no exemplo 5.2 do Capítulo 5 da referência [62].

3.3.1.2 Processo de controlo dos termoacumuladores

Após a modelação da variação da temperatura da água no interior do tanque e, através do algoritmo de controlo do termostato, é possível monitorizar o estado de funcionamento de cada termoacumulador, assim como obter os valores da temperatura da água presente no interior dos seus depósitos a cada instante n . Esta informação é essencial para classificar a disponibilidade dos termoacumuladores para atuar na diminuição da carga L . Para efeitos de envelhecimento, a carga L é dada como o módulo da diferença entre o consumo e a geração totais dos edifícios. No entanto, o sentido do fluxo da carga L é importante para determinar o tipo de controlo a executar. Neste processo destacam-se 2 tipos de controlo:

- Controlo do tipo inverso – consiste no aumento da procura energética dos edifícios através do acionamento de termoacumuladores e é utilizado para diminuir a amplitude instantânea dos fluxos inversos de energia.
- Controlo do tipo direto – consiste na diminuição da procura energética dos edifícios, nomeadamente, desligando termoacumuladores.

A disponibilidade dos termoacumuladores para aceder aos pedidos de controlo depende do seu estado de funcionamento e da temperatura da água quente no interior dos seus depósitos. Para o tipo de controlo direto, em que é necessário desligar termoacumuladores, consideram-se disponíveis os termoacumuladores que se encontram ligados. Do mesmo modo, para o tipo de controlo inverso, em que é necessário ligar termoacumuladores, consideram-se disponíveis os termoacumuladores que se encontram desligados. Para evitar uma excessiva utilização do controlo dos termoacumuladores (e.g. situações em que o termoacumulador é desligado pelo termostato e é imediatamente solicitado para atuar no controlo do tipo inverso) e garantir o conforto dos utilizadores foram criados dois intervalos de temperatura para limitar a disponibilidade dos termoacumuladores no controlo da carga L , um para o controlo do tipo direto e outro para o controlo do tipo inverso. No que ao controlo dos fluxos diretos diz respeito, a disponibilidade dos termoacumuladores fica limitada ao intervalo de temperaturas da água quente $[T_{min} + T_k, T_{max}]$. Do mesmo modo, para o tipo de controlo inverso, a disponibilidade dos termoacumuladores fica limitada ao intervalo $[T_{min}, T_{max} - T_k]$. O valor atribuído a T_k pode variar, sendo que quanto menor for esse valor maior a disponibilidade dos termoacumuladores para controlar a carga L .

A solicitação do controlo dos termoacumuladores é efetuada pelo módulo da Gestão da Sobre-carga do Transformador, que, para além de especificar o tipo de controlo a efetuar, define também qual a quantidade N_{disp} de termoacumuladores necessária para o realizar. Para uma rede BT que alimenta um conjunto de edifícios, cada um equipado com um termoacumulador controlável, e cujo transformador de distribuição se encontra sobrecarregado ($L > L_{max}$), um fator importante a ter em conta é o critério de seleção, para qualquer instante n , dos termoacumuladores que irão efetuar o controlo da carga L . No presente estudo o critério utilizado para a seleção dos termoacumuladores a controlar tem em conta a temperatura da água no interior do tanque de cada termoacumulador e depende do tipo de controlo considerado. Para o controlo do tipo direto (desligar termoacumuladores), atribui-se prioridade ao controlo do termoacumulador que apresente a temperatura da água quente mais elevada. Por outro lado, para o controlo do tipo inverso (ligar termoacumuladores), atribui-se prioridade ao controlo do termoacumulador que apresenta a temperatura da água quente mais baixa. Quando um termoacumulador é utilizado para um determinado tipo de controlo deixa de estar disponível para atuar nesse tipo de controlo. Deste modo, a prioridade do próximo controlo atribui-se ao termoacumulador que, entre os disponíveis, tenha a temperatura mais baixa ou alta, dependendo do tipo de controlo solicitado, e assim sucessivamente.

Diminuição de fluxos inversos

A Figura 17 apresenta o fluxograma do processo de seleção e controlo dos termoacumuladores para o caso em que é solicitado o controlo do tipo inverso. Numa primeira fase são identificados e contabilizados todos os N_{td} termoacumuladores disponíveis (entenda-se desligados). De seguida, seleciona-se o termoacumulador cuja temperatura da água no interior do tanque é mais baixa. Verifica-se se essa temperatura cumpre o limite de disponibilidade $[T_{min}, T_{max} - T_k]$ e, se sim, o termoacumulador é ligado. Após esta ação de controlo o termoacumulador deixa de ser considerado disponível para o controlo do tipo inverso. De seguida, a mesma lógica é aplicada para os restantes termoacumuladores disponíveis. O processo termina quando a quantidade N_{disp} de termoacumuladores controlados for atingida ou quando não existirem mais termoacumuladores disponíveis. Neste último caso, o controlo da carga L terá de ser completado pelo controlo dos dispositivos de geração (ver subsecção 3.3.2).

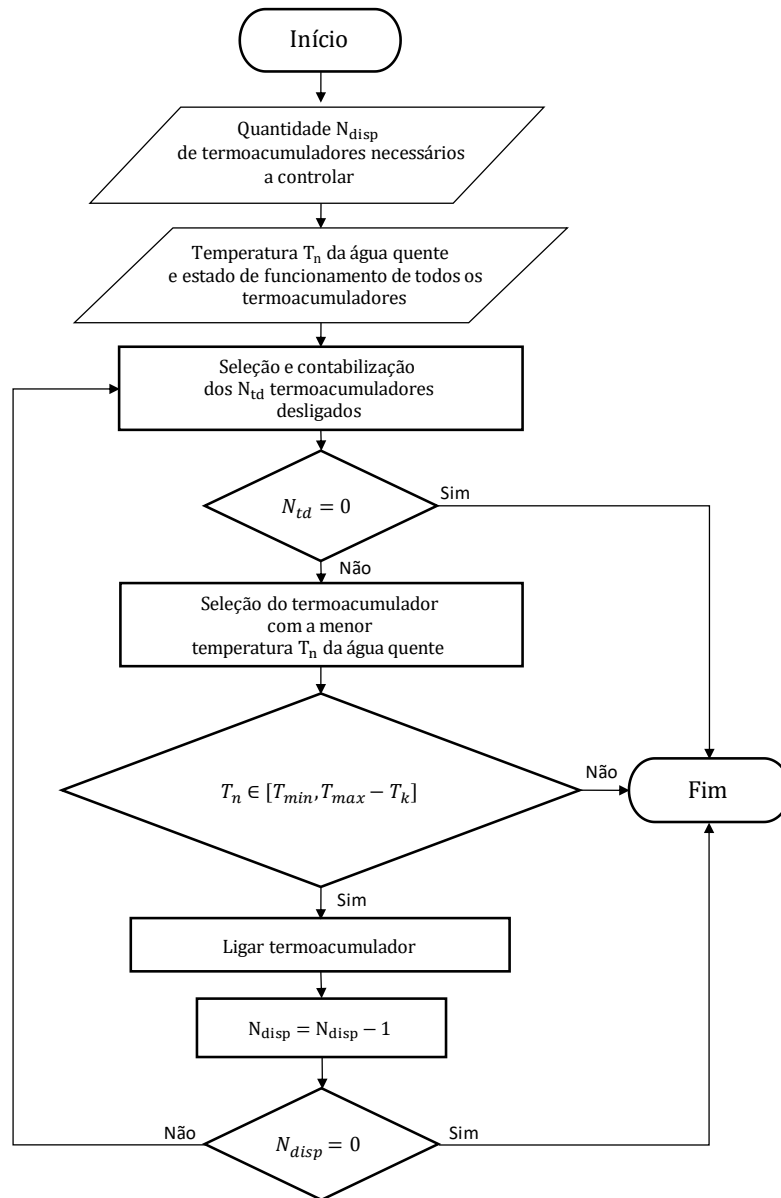


Figura 17 – Fluxograma do processo de seleção e controlo de termoacumuladores para diminuir fluxos inversos de energia.

Diminuição de fluxos diretos

A estratégia utilizada para diminuir os fluxos diretos segue exatamente a mesma lógica aplicada à diminuição dos fluxos inversos e o seu fluxograma apresenta-se na Figura 18. No entanto, a diminuição dos fluxos diretos é feita através do controlo do tipo direto. Numa primeira fase são identificados e contabilizados todos os termoacumuladores disponíveis N_{tl} (entenda-se ligados) para atuar neste tipo de controlo. De seguida, seleciona-se o termoacumulador cuja tem-

peratura da água quente é mais elevada. Verifica-se se essa temperatura cumpre o limite de disponibilidade $[T_{min} + T_k, T_{max}]$ e, se sim, o termoacumulador é desligado. Após esta ação de controlo o termoacumulador deixa de ser considerado disponível para o controlo do tipo direto. De seguida, a mesma lógica é aplicada para os restantes termoacumuladores disponíveis. O processo termina quando a quantidade N_{disp} de termoacumuladores controlados for atingida ou quando não existirem mais termoacumuladores disponíveis.

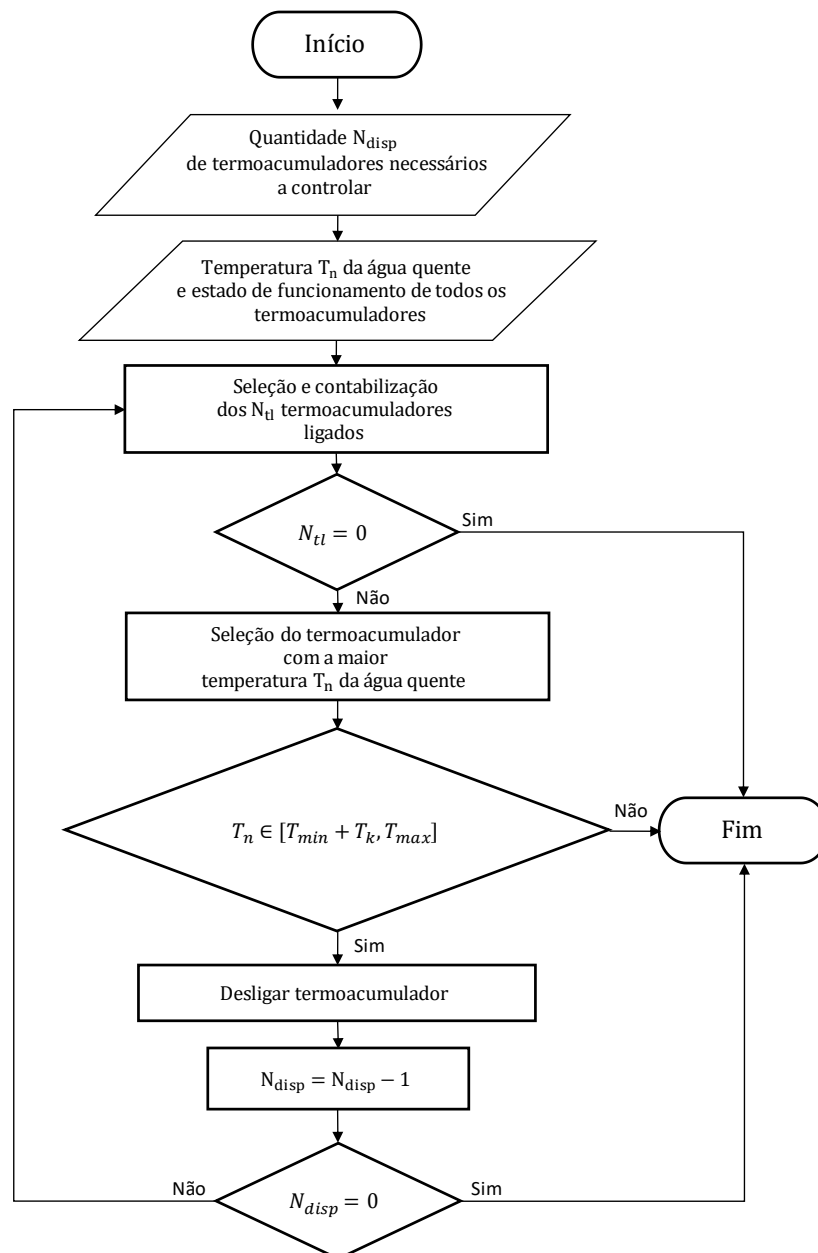


Figura 18 - Fluxograma do processo de seleção e controlo de termoacumuladores para diminuir fluxos diretos de energia.

3.3.2 Dispositivos de Geração

A geração distribuída de energia é suportada por uma variedade de tecnologias que convertem energia junto das localizações onde essa energia é utilizada [65]. No setor residencial, as formas mais comuns de sistemas distribuídos de conversão de energia renovável são os sistemas fotovoltaicos e as turbinas eólicas de pequena dimensão [65]. No presente estudo os sistemas de geração considerados foram os sistemas fotovoltaicos. Este tipo de sistemas converte parte da radiação solar incidente diretamente em energia elétrica [24]. Os sistemas fotovoltaicos apresentam uma arquitetura modular, sendo cada módulo fotovoltaico formado pela integração de várias células fotovoltaicas que podem ser ligadas em série ou em paralelo, dependendo dos níveis de corrente e tensão desejados [24]. A Figura 19 apresenta um circuito elétrico equivalente que pode ser usado para representar o comportamento elétrico de uma célula fotovoltaica. Para uma temperatura e irradiância específicas, a corrente (I) e tensão (V) resultantes relacionam-se da seguinte forma:

$$I = I_L - I_D - I_{SH} = I_L - I_0 \times \left[\exp\left(\frac{V + I \times R_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (3.23)$$

Os restantes cinco parâmetros (corrente foto-gerada (I_L), corrente de saturação reversa do díodo (I_0), resistência em série (R_s), a resistência em paralelo (R_p) e o fator ideal modificado (a)) são obtidos através de medições das características corrente-tensão efetuadas em *Standard Test Conditions* (STC), que tipicamente são fornecidas pelo fabricante.

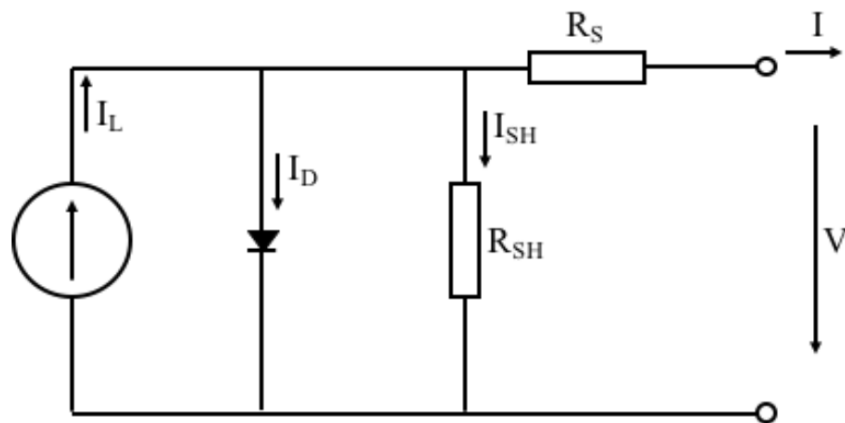


Figura 19 – Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica (modelo com díodo). Adaptado de [24].

Em aplicações ligadas à rede de energia elétrica, normalmente o gerador fotovoltaico entrega à rede a máxima potência que, em cada instante, pode produzir [66]. A potência máxima varia com as condições ambientais (temperatura e irradiância) e com a tensão aos terminais do módulo, sendo atingida através do ajuste do par de valores corrente-tensão I-V [24]. Por forma a

colocar o módulo fotovoltaico no ponto de operação correspondente à potência máxima, os conversores fotovoltaicos são equipados com um sistema eletrónico designado *seguidor de potência máxima* (MPPT) [66]. O MPPT consiste num conversor DC/DC que, de acordo com as condições ambientais de temperatura e radiação e com as condições impostas pela rede, ajusta a tensão à saída do módulo de modo a seleccionar o par de valores I-V que maximiza a sua potência de saída [66]. Assumindo que o sistema fotovoltaico está ligado ao sistema de energia eléctrica, é necessário um inversor para colocar na rede a energia produzida pelo módulo fotovoltaico [66]. O inversor fotovoltaico converte a corrente DC que sai do conversor em AC e faz a ligação com o barramento AC dos edifícios (assumindo que o autoconsumo é permitido e que o excesso de geração pode ser exportado para a rede BT) [24].

No ponto máximo de potência, o perfil de geração de um edifício, G_{Ed} , pode ser modelado pela Equação (3.24), onde N representa o número de módulos fotovoltaicos, A é a área de cada modulo, G é a irradiância global, η_M é a eficiência temporal do módulo e η_E é a eficiência do inversor fotovoltaico. A eficiência do módulo depende da temperatura e da irradiância global, e é dada pela equação (3.25), onde $\eta_{STC} = \frac{BG_{STC}}{NAG_{STC}}$, μ é o coeficiente de temperatura, θ_a é a temperatura ambiente e $\theta_{c,NOCT} = 47$ °C, $\theta_{a,NOCT} = 20$ °C e $G_{NOCT} = 800$ W/m² são a temperatura da célula, temperatura ambiente e irradiância à temperatura nominal de operação da célula (NOCT), respetivamente [24].

$$G_{Ed}(n) = N \times A \times G(n) \times \eta_M(n) \times \eta_E \quad (3.24)$$

$$\eta_M(n) = \eta_{STC} \left[1 + \mu \left(\theta_a(n) - \theta_{c,STC} + G(n) \frac{\theta_{c,NOCT} - \theta_{a,NOCT}}{G_{NOCT}} (1 - \eta_{STC}) \right) \right] \quad (3.25)$$

No sistema fotovoltaico considera-se que o dispositivo controlável é o inversor fotovoltaico. Através do inversor fotovoltaico é possível limitar a potência enviada para o barramento AC dos edifícios. O controlo dos inversores fotovoltaicos é aplicado na diminuição dos fluxos inversos e é solicitado quando o controlo dos termoacumuladores não é suficiente para anular o excesso da carga L que provoca o envelhecimento acelerado do transformador. Como mencionado nas secções anteriores, os fluxos de energia inversos ocorrem quando a geração total G_{BT} dos edifícios é superior ao seu consumo C_{BT} . Nesse caso, e para salvaguardar o funcionamento do transformador, G_{BT} tem de ser reduzido. Para esse efeito, é efetuado o controlo dos inversores fotovoltaicos de forma a limitar a geração individual G_{Ed} de cada edifício ed . O somatório dos valores do corte de geração C_g aplicado a cada um dos edifícios deverá corresponder ao valor do

excesso de carga L_{na} que não foi anulado pelo controlo dos termoacumuladores. O valor de L_{na} obtém-se através da seguinte expressão:

$$L_{na}(n) = (L(n) - L_{max}(n)) - N_c \times P_{termo} \quad (3.26)$$

$L(n)$ – carga do transformador para o instante n (W);

$L_{max}(n)$ – carga máxima admissível no transformador para o instante n (W);

P_{termo} – potência de consumo dos termoacumuladores (W);

N_c – número de termoacumuladores controlados no instante n ;

Um dos aspetos a ter em conta é o critério com que é feito o corte da geração. É de realçar que o corte da geração de energia reduz o possível lucro dos habitantes relativo à venda dessa energia para a rede. Para nenhum dos utilizadores ser beneficiado ou prejudicado, implementou-se um algoritmo que aplica a mesma percentagem de corte de geração a todos os sistemas fotovoltaicos presentes na rede BT. Para um determinado $L_{na}(n)$ o corte C_g aplicado por cada edifício ed obtém-se da seguinte forma:

$$C_{g_{ed}}(n) = \frac{L_{na}(n) \times G_{Ed_{ed}}(n)}{G_{BT}(n)} \quad (3.27)$$

$C_{g_{ed}}(n)$ – Corte de geração aplicado ao edifício ed no instante n (W);

$G_{Ed_{ed}}(n)$ – Geração de energia elétrica do edifício ed no instante n (W);

$G_{BT}(n)$ – Geração de energia elétrica total da rede BT no instante n (W);

Onde a relação $\frac{C_{g_{ed}}(n)}{G_{Ed_{ed}}(n)}$, para cada instante n , é a mesma para qualquer edifício ed .

A Figura 20 apresenta o fluxograma da metodologia utilizada, em cada instante n , para a aplicação do corte de geração de cada edifício presente numa rede BT. Depois de calculado o valor de $C_{g_{ed}}$ para cada edifício, a nova geração total efetuada pela rede BT é dada pela Equação (3.4) presente na Figura 20 e apresentada na secção 3.1.

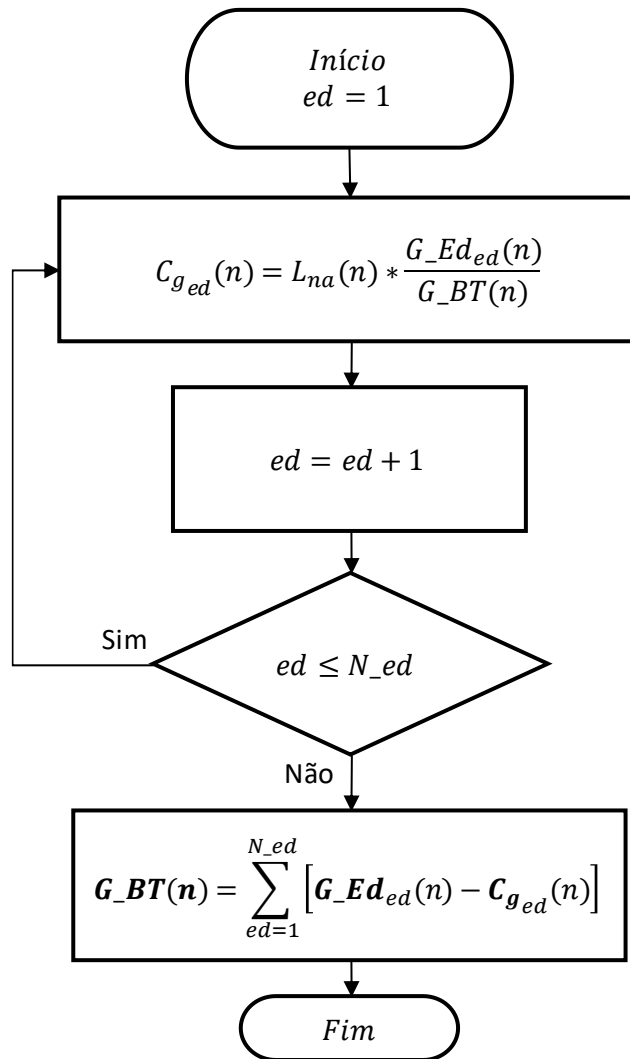


Figura 20 – Fluxograma da metodologia utilizada para a aplicação do corte de geração em todos os edifícios presentes numa rede BT.

4 Caso de Estudo

Como caso de estudo considera-se um conjunto de 19 edifícios reais localizados no Município de Évora, em Portugal. A realização de inquéritos porta-a-porta permitiu caracterizar os edifícios quanto ao seu tipo, dimensão, número de habitantes, equipamentos domésticos utilizados, meios de climatização e aquecimento de água doméstica [67], [22]. De acordo com os inquéritos realizados, os edifícios apresentam uma área média de 114 m^2 . Quanto ao tipo de edifício, 2 deles são casas isoladas (i.e. de 4 frentes), 12 são casas geminadas, possuindo apenas 3 frentes, e 5 dos edifícios são casas em banda possuindo apenas duas fachadas. O número de habitantes presentes em cada edifício encontra-se discriminado na Tabela 2. Todos os edifícios estão equipados com computadores, televisões, frigoríficos, congeladores, micro-ondas, máquinas de lavar loiça e máquinas de lavar roupa. No que diz respeito à climatização, 14 dos edifícios estão equipados com aparelhos elétricos de aquecimento e apenas 9 utilizam aparelhos elétricos para arrefecimento. No entanto, nenhum dos 19 edifícios possui aparelhos elétricos destinados ao aquecimento de água doméstica [22].

Os dados de consumo de energia elétrica dos 19 edifícios considerados são o resultado de medições efetuadas ao longo do ano de 2014 por contadores elétricos instalados sob o domínio do projeto *Inovgrid*, desenvolvido pela EDP (Energias de Portugal). O *Inovgrid* foi implementado em 2007 no Município de Évora e abrangeu cerca de 32 mil contadores instalados entre 2010 e 2012, (“*energy boxes*”), que fornecem dados de consumo de energia elétrica a cada 15 minutos [68], [69]. Entre outros objetivos, este projeto visa a obtenção de dados de consumo de energia elétrica com o intuito de promover e suavizar a integração de sistemas de geração distribuída e de veículos elétricos na rede de distribuição [69]. A recolha dos dados foi feita diariamente a cada 6 horas, iniciando-se às 00:00 e terminando às 18:00 de cada dia [70]. Mediante a informação recolhida obteve-se o perfil de consumo de energia elétrica de cada um dos 19 edifícios [67], e através da agregação dos dados de consumo obteve-se o perfil de carga elétrico da rede considerada neste estudo para todo o ano de 2014 (Figura 21). Realça-se o facto de nenhum dos edifícios

possuir equipamentos elétricos para o aquecimento de água doméstica e por isso o perfil de consumo de energia elétrica considerado não possui qualquer registo de consumo associado a essa atividade. Este facto é particularmente importante na formulação dos cenários de estudo.

A Figura 21 apresenta o perfil de consumo de energia elétrica do agregado dos 19 edifícios considerados neste estudo. A linha a cinzento descreve o valor da carga instantânea a cada minuto do ano, com valores máximo e mínimo de 32,1 e 3,3 kW respetivamente, enquanto que a linha preta representa a carga média registada em cada dia. Para assegurar a validade dos dados, todos os perfis de consumo de energia elétrica foram sujeitos ao processo de validação descrito em [67].

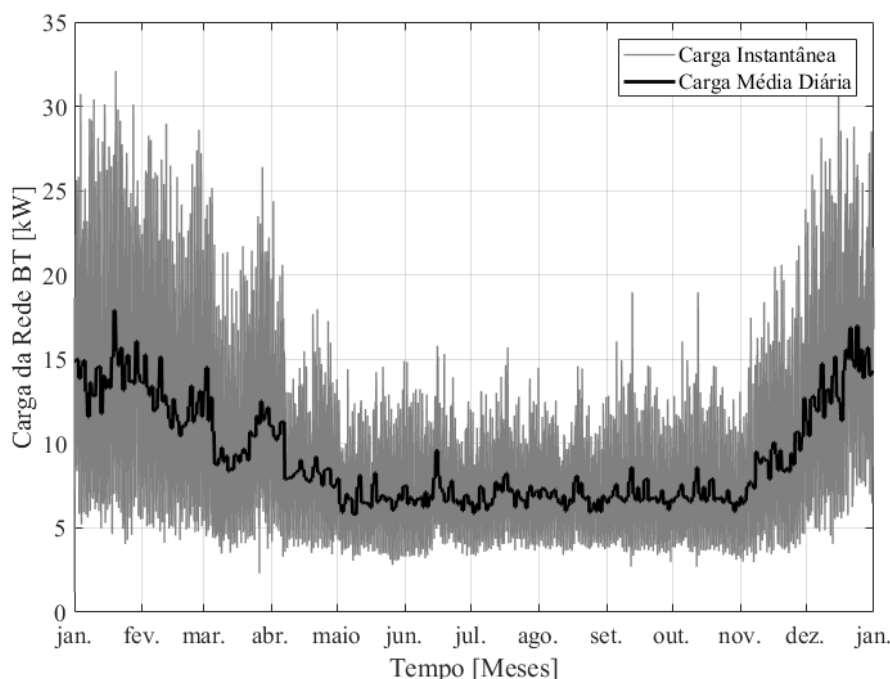


Figura 21 - Perfil de consumo de energia elétrica do agregado dos 19 edifícios no ano de 2014 [22]. A linha cinzenta refere-se à carga instantânea (resolução de 1 minuto) e a linha a preto representa o consumo de energia elétrica médio diário.

Com base no perfil de consumo da Figura 21 estudou-se o envelhecimento de um transformador BT refrigerado a óleo ao longo de um ano. Este estudo foi desenvolvido através de um conjunto de simulações com um minuto de resolução que analisam o envelhecimento do transformador sob três cenários distintos (Cenário #1, Cenário #2 e Cenário #3). Uma vez que na informação recolhida não constam registos de consumo relacionados com o aquecimento de água doméstica, no Cenário #1 admite-se que todos os 19 edifícios possuem termoacumuladores elétricos. Deste modo, ao perfil de consumo de cada um dos 19 edifícios adicionou-se o perfil elétrico do respetivo termoacumulador. Este cenário é a base do caso de estudo e visa analisar o envelhecimento do transformador para o caso em que nenhum dos edifícios possui qualquer tipo de sis-

tema de geração distribuída. Como tal, a carga elétrica nominal do transformador foi dimensionada de modo a assegurar o seu normal funcionamento ao longo do ano, e teve em conta o diagrama de carga elétrico deste Cenário #1. No Cenário #2, considerou-se que os edifícios do Cenário #1 foram convertidos em nZEBs. Finalmente o Cenário #3 consiste na aplicação da solução descrita no Capítulo 1 para os nZEBs do Cenário #2.

Nas próximas secções apresentam-se os detalhes que permitiram a elaboração de cada um dos cenários em estudo. Na secção 4.1 apresenta-se o Cenário #1, na secção 4.2 o Cenário #2 e o Cenário #3 na secção 4.3.

Tabela 2 – Nº de habitantes e características do termoacumulador de cada edifício.

Edifício	Nº de habitantes por edifício	Potência do termoacumulador [W]	Capacidade do depósito de água do termoacumulador [litros]
1	4	1500	160
2	2	1500	80
3	3	1500	120
4	4	1500	160
5	3	1500	120
6	3	1500	120
7	3	1500	120
8	4	1500	160
9	4	1500	160
10	3	1500	120
11	3	1500	120
12	2	1500	80
13	2	1500	80
14	4	1500	160
15	3	1500	120
16	2	1500	80
17	2	1500	80
18	2	1500	80
19	4	1500	160

4.1 Cenário #1

Conforme referido anteriormente, o Cenário #1 representa o cenário base do caso de estudo desta dissertação e foi formulado com base no facto de que nenhum dos edifícios originais possui equipamentos elétricos para o aquecimento de água doméstica. Deste modo, a elaboração deste cenário passou por assumir que cada um dos 19 edifícios em estudo está equipado com um termoacumulador elétrico. Assumir a existência de um termoacumulador elétrico em cada edifício exigiu, em primeiro lugar, calcular o perfil de consumo de energia elétrica anual de cada termoacumulador e, por último, somá-lo ao perfil de consumo de energia elétrica do seu edifício.

Para o cálculo do perfil de energia elétrica de cada termoacumulador, utilizou-se o modelo descrito na secção 3.3.1.1. De acordo com esse modelo, o perfil de consumo de água quente dos utilizadores tem um importante impacto na variação da temperatura da água do termoacumulador e consequentemente no seu diagrama de carga. O perfil de consumo de água quente utilizado neste estudo baseou-se no perfil *Rand* [64] normalizado que se apresenta na Figura 16 (página 42) e que expressa a percentagem do consumo horário de água quente de um utilizador relativamente ao seu consumo médio diário. O perfil de consumo P_c de um utilizador depende das suas condições socioeconómicas, do dia da semana, estação do ano e das condições climáticas do local e, portanto, seria impraticável assumir um perfil de consumo diferente para cada habitante [62]. Relativamente ao período de verão, o consumo de água quente é, de algum modo, superior aos restantes períodos do ano, mas a temperatura da água utilizada não é tão elevada como no inverno [62]. Deste modo, a energia térmica total requerida ao longo do ano é razoavelmente constante [62] e, portanto, o perfil de consumo diário *Rand* foi associado a todos os habitantes e para todo o ano. Admitiu-se ainda um consumo médio diário de 40 litros de água quente por dia por habitante. Estes 40 litros resumem o consumo diário normal de um habitante cujas atividades domésticas envolvem a preparação de duas refeições, duas lavagens de loiça manuais, um duche e duas lavagens de mãos e rosto [62]. Deste modo, para um habitante, o perfil de consumo de água quente diário em litros, presente na Figura 22, foi obtido:

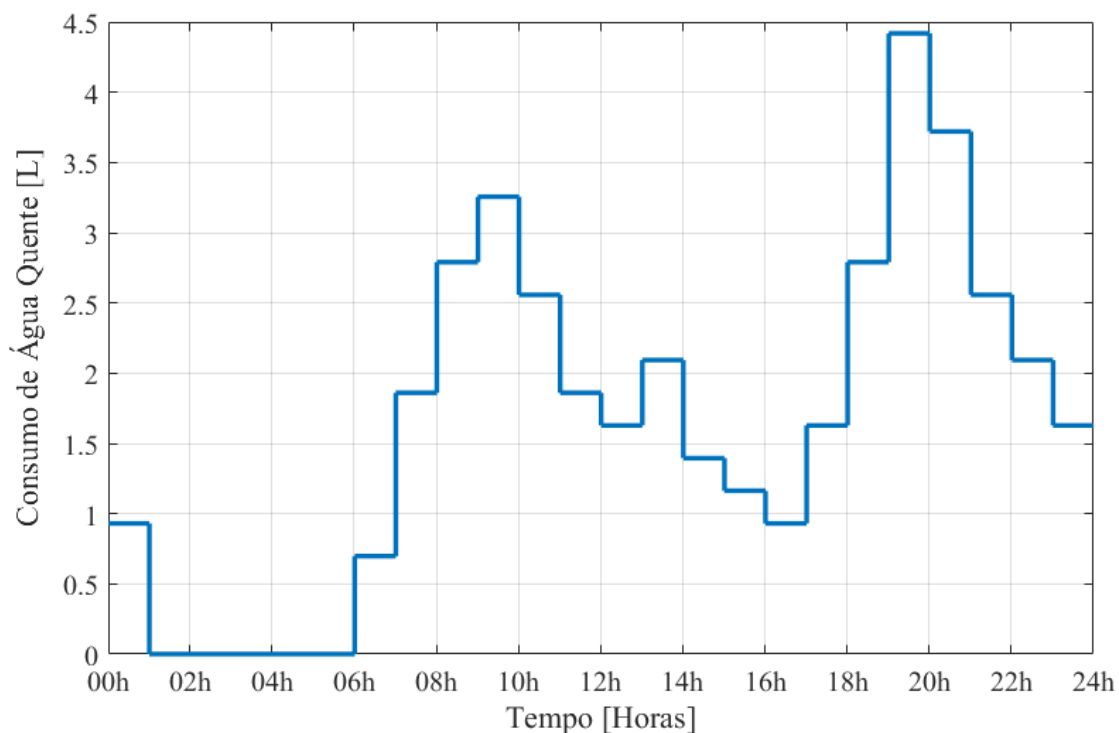


Figura 22 – Perfil de consumo de água quente horário de um habitante com um consumo médio diário de 40 litros.

Posteriormente converteu-se a resolução horária para uma resolução de um minuto e a cada instante de tempo multiplicou-se o respetivo valor de consumo por um fator aleatório entre 0,9 e 1,1. Deste modo introduziu-se um fator aleatório que faz variar o consumo médio diário de um utilizador entre os 36 e os 44 litros. A capacidade de cada termoacumulador foi dimensionada de forma a garantir o armazenamento da quantidade de água quente média consumida por todos os seus utilizadores. Isto é, termoacumuladores de edifícios com 2, 3 e 4 habitantes terão capacidades de 80, 120 e 160 litros, respetivamente (consultar Tabela 2). A massa $m_{\Delta t}$ de água quente consumida num termoacumulador, em cada intervalo de tempo, depende do número de consumidores e dos seus respetivos perfis de consumo. Assumindo um perfil de consumo P_c , a massa m de água quente que sai de um termoacumulador em cada intervalo de tempo Δt calculou-se através da multiplicação de P_c pelo número total de habitantes N_{hab} presente em cada edifício:

$$m_{\Delta t} = P_c(\Delta t) \times N_{hab} \quad (4.1)$$

As temperaturas iniciais da água no interior de cada tanque, assim como o estado inicial de cada termoacumulador foram selecionadas de forma aleatória e apresentam-se na Tabela 3. A temperatura da água no interior de cada tanque é controlada por um termostato que preserva a temperatura da água dentro de um intervalo de temperaturas específico. Neste estudo considerou-se um limite inferior T_{min} de temperatura de 50 °C e um limite superior T_{max} de 70 °C. No que diz

respeito ao intervalo de temperaturas da água quente que define a disponibilidade dos termoacumuladores para o controlo dos fluxos inversos e diretos definiu-se um valor de T_k igual a 5 °C. Deste modo o controlo dos fluxos diretos é possível quando a temperatura da água no interior do depósito está entre os 55 e os 70 °C e o controlo dos fluxos inversos quando a temperatura da água está entre os 50 e os 65 °C.

Tabela 3 – Temperaturas da água e estados iniciais dos termoacumuladores de cada edifício.

Edifício	T_n inicial [°C]	Estado Inicial
1	51	Ligado
2	65	Desligado
3	57	Ligado
4	68	Desligado
5	55	Desligado
6	59	Ligado
7	60	Ligado
8	52	Desligado
9	62	Ligado
10	53	Desligado
11	67	Desligado
12	64	Desligado
13	61	Ligado
14	54	Ligado
15	59	Desligado
16	69	Ligado
17	53	Desligado
18	67	Ligado
19	54	Ligado

A temperatura da água fria da rede pública que entra no tanque do termoacumulador também influencia a variação da temperatura da água quente presente no seu interior e consequentemente a energia necessária para o seu aquecimento. A temperatura da água fria da rede pública depende de fatores como localização geográfica, origem da sua fonte hidrográfica, instalações de purificação onde a água é tratada, temperatura do solo, constituição dos materiais das canalizações de distribuição, entre outros, e, apresenta variações ao longo do dia assim como ao longo de todo o ano, sendo mais quente nos meses de verão e mais fria nos meses de inverno [71]. Devido à dependência das condições meteorológicas a maioria das estratégias abordadas para estimar a temperatura da água fria da rede pública utiliza a temperatura ambiente como principal base de referência [71], [72], [73]. Tendo isso em consideração, neste estudo a temperatura da água fria da rede pública que alimenta os 19 edifícios considerados foi calculada através de uma estimativa

baseada nos registos meteorológicos de 2014 de uma estação localizada em Évora (38.567 °N, 7.911 °W) [74]. À semelhança da abordagem adotada em [75], a estimativa foi feita de modo a que a temperatura da água fria variasse proporcionalmente à temperatura ambiente. Para esse efeito, consideraram-se como temperaturas de referência a temperatura média ambiente de Évora $T_{amb}Evo$ e a temperatura média da água fria de Évora $T_{af}Evo$. À semelhança de [75] esta variação ficou limitada a uma amplitude de 7°C, sendo que à temperatura mínima ambiente corresponde a uma temperatura mínima da água fria igual a $T_{af}Evo - 3,5^{\circ}C$, e à temperatura máxima ambiente corresponde a uma temperatura máxima da água fria igual a $T_{af}Evo + 3,5^{\circ}C$. No entanto, para utilizar esta estimativa o valor de referência $T_{af}Evo$ teria de ser calculado. Sabendo a temperatura média da água fria do município de Lisboa, a estratégia utilizada passou por relacionar as temperaturas médias ambiente dos municípios de Évora e Lisboa para calcular o valor aproximado da temperatura média da água fria de Évora $T_{af}Evo$. Sendo a temperatura média ambiente de Évora $T_{amb}Evo$ igual a 16,4 °C [74], a temperatura média ambiente de Lisboa $T_{amb}Lis$ igual a 17,6 °C [76], [77] e a temperatura média da água fria de Lisboa $T_{af}Lis$ igual a 15 °C [75], a temperatura média da água fria de Évora calculou-se de acordo com a seguinte equação:

$$T_{af}Evo = \frac{T_{amb}Evo}{T_{amb}Lis} \times T_{af}Lis \quad (4.2)$$

A Figura 23 apresenta, no gráfico a preto, a temperatura ambiente em Évora para o ano de 2014 e, no gráfico a azul, a estimativa da temperatura da água fria da rede pública em Évora para esse mesmo ano. Através desta estimativa, obteve-se uma temperatura média da água fria de 14 °C ao longo de todo o ano e temperaturas máxima e mínima da água fria iguais a 17,5 °C e 10,5 °C, respetivamente.

A temperatura ambiente do edifício onde se encontra o tanque do termoacumulador também influencia o seu diagrama de carga. Neste caso assumiu-se que todos os 19 edifícios apresentam uma temperatura interior constante de 20 °C. Em relação à potência média de consumo dos termoacumuladores, assumiu-se o valor de 1500 W para todos. A seleção deste valor baseou-se na moda dos valores de potência referentes a um conjunto de vários termoacumuladores apresentados em diferentes lojas de eletrodomésticos online (Leroy Merlin [78], AKI [79]).

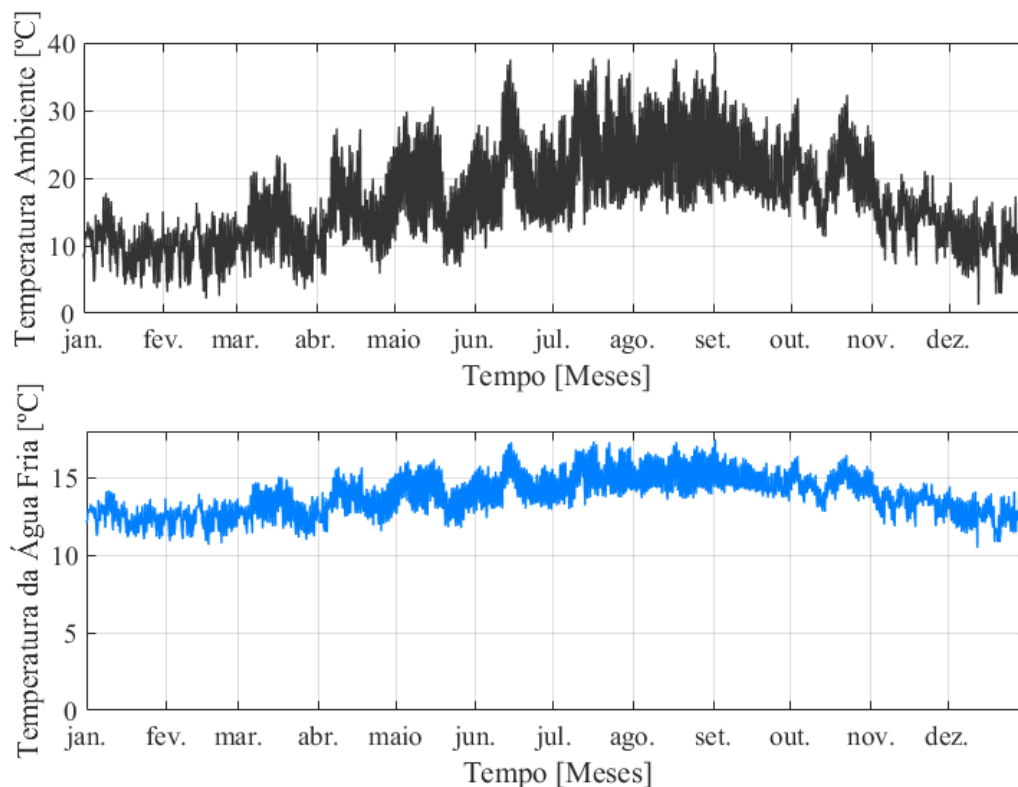


Figura 23 – Variação da temperatura ambiente ao longo do ano de 2014 em Évora (em cima) e estimativa da temperatura da água fria para o mesmo ano (em baixo).

Neste estudo, a potência nominal do transformador de distribuição foi dimensionada de modo a garantir que, ao longo de todo o ano, a temperatura *hottest-spot* não ultrapassa os 140 °C considerando as características do Cenário #1. De modo a cumprir este requisito uma potência nominal de 34,7 kVA foi selecionada. Para o efeito, utilizou-se o modelo descrito em 3.2.1 e a temperatura ambiente utilizada foi a descrita anteriormente. Os restantes parâmetros do transformador encontram-se expostos na Tabela 4 e Tabela 5 e estão de acordo com o IEC 60076-7 [23] para um típico transformador refrigerado a óleo com ventilação natural. Vale a pena clarificar que o objeto de estudo reportado nesta dissertação é o transformador e, portanto, as suas características não variam de cenário para cenário utilizando-se a mesma potência nominal em todos os cenários.

Tabela 4 - Descrição e valores dos parâmetros utilizados no modelo de envelhecimento do transformador. Adaptado de [23].

Parâmetro	Descrição	Valor
L	Módulo da carga registada à saída do transformador.	-
θ_a	Temperatura ambiente.	-
θ_h	Temperatura <i>hottest-spot</i> do enrolamento.	-
$\Delta\theta_h$	Variação da temperatura <i>hottest-spot</i> em relação à temperatura do óleo no topo e à carga considerada.	-
θ_o	Temperatura do óleo no topo à carga considerada.	-
$\Delta\theta_o$	Aumento da temperatura do óleo no topo à carga considerada.	-
$\Delta\theta_{or}$	Aumento da temperatura do óleo no topo em regime permanente em perdas nominais (perdas sem carga + perdas de carga).	45 K
$\Delta\theta_{hr}$	Aumento da temperatura <i>hottest-spot</i> à corrente nominal.	35 K
τ_o	Constante de tempo médio do óleo.	150 min
τ_w	Constante de tempo do enrolamento.	7 min
x	Potência exponencial das perdas totais versus aumento da temperatura do óleo no topo.	0,8
y	Potência exponencial da corrente versus aumento da temperatura do enrolamento.	1,3
R	Relação entre as perdas de carga à corrente nominal com a carga sem perdas.	8
k_{11}	Constante do modelo Térmico.	0,5
k_{21}	Constante do modelo Térmico.	2
k_{22}	Constante do modelo Térmico.	2
L_r	Carga Nominal do Transformador	34,7 kVA

Tabela 5 - Valores e unidades utilizadas dos parâmetros θ_0 , $\Delta\theta_{h1}$ e $\Delta\theta_{h2}$ para o instante inicial. Adaptado de [23].

Parâmetro	Valor	Unidade
$\theta_0(0)$	63,9	°C
$\Delta\theta_{h1}(0)$	53,2	°C
$\Delta\theta_{h2}(0)$	26,6	°C

4.2 Cenário #2

No Cenário #2 o envelhecimento do transformador é avaliado para o caso em que todos os edifícios do Cenário #1 são convertidos em nZEB. A conversão dos 19 edifícios do cenário base para nZEB teve em conta não só o seu balanço energético anual, mas também a melhoria da sua eficiência energética. Neste cenário assumiu-se a existência de sistemas de geração fotovoltaica em todos os edifícios considerados. De forma a alcançar um balanço energético nulo entre o consumo e geração de energia elétrica adotou-se a mesma estratégia utilizada em [22]. O número de módulos fotovoltaicos considerado para cada edifício foi escalado linearmente até que a energia elétrica gerada, a nível anual, fosse igual ao seu respetivo consumo [22]. O modelo analítico utilizado para calcular a energia elétrica gerada por cada sistema fotovoltaico encontra-se descrito na secção 3.3.2 pelas Equações (3.24) e (3.25) [22]. Para cada sistema fotovoltaico considerou-se uma potência de pico de 1,5 kW para $N = 10$ e $A = 1$ [22]. Os ângulos de inclinação e azimute dos módulos fotovoltaicos são de 30° e 0°, respetivamente, e os restantes parâmetros utilizados nas equações referidas encontram-se na Tabela 6 [22].

Os dados climatéricos utilizados no modelo provêm de medições reais fornecidas pelo Instituto de Ciências da Terra (ICT) – Pólo da Universidade de Évora, e foram efetuadas através de uma estação meteorológica situada em Évora (38.567 °N, 7.911 °W) ao longo do ano de 2014 [74]. Os dados recolhidos distribuem-se em séries de 10 minutos e referem-se à temperatura ambiente, irradiância solar difusa e irradiância solar global. Como forma de validação dos dados recolhidos realizou-se um levantamento de toda a informação incoerente, irrealista ou em falta, e posteriormente aplicou-se o método de processamento descrito em [22]. Os valores de irradiância difusa e global resultantes desse processamento foram então utilizados para obter o valor da irradiância para o ângulo de inclinação considerado (30°) de acordo com o modelo isotrópico (com 20% de reflexão da terra) e com o modelo do sistema de coordenadas horizontal [80]. De acordo

com este modelo, a irradiância global anual atingiu valores de 1928 kWh/m² no plano coletor para a localização considerada (Évora), que é conhecida por ter um clima quente e temperado (*Csa* de acordo com o sistema de classificação *Köppen e Geiger* [81]). Na Figura 24 apresenta-se o resumo dos dados da irradiância mensal e da temperatura média ambiente. Estes dados foram interpolados para séries de tempo com resolução de 1 minuto por razões de coerência no cálculo da potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos e para o modelo do transformador.

No que diz respeito à eficiência energética de um nZEB podem ser estabelecidos alguns requisitos mínimos obrigatórios. Neste cenário, o perfil de consumo de energia elétrica considerado para todos os edifícios convertidos a nZEB é o mesmo que no Cenário #1 e, portanto, admite-se que as medidas de eficiência energética adotadas pelos edifícios se refletem em outras formas de energia que não a elétrica. Por exemplo, a melhoria do isolamento das paredes e janelas dos edifícios resulta na redução do consumo de biomassa.

Tabela 6 – Parâmetros e valores considerados para o modelo do sistema fotovoltaico.

Parâmetro	Valor	Unidade
η_E	0,9	-
η_{STC}	0,15	-
μ	-0,0045	°C ⁻¹
$\theta_{C,STC}$	25	°C
$\theta_{C,NOCT}$	47	°C
$\theta_{a,NOCT}$	20	°C
G_{NOCT}	800	Wm ⁻²

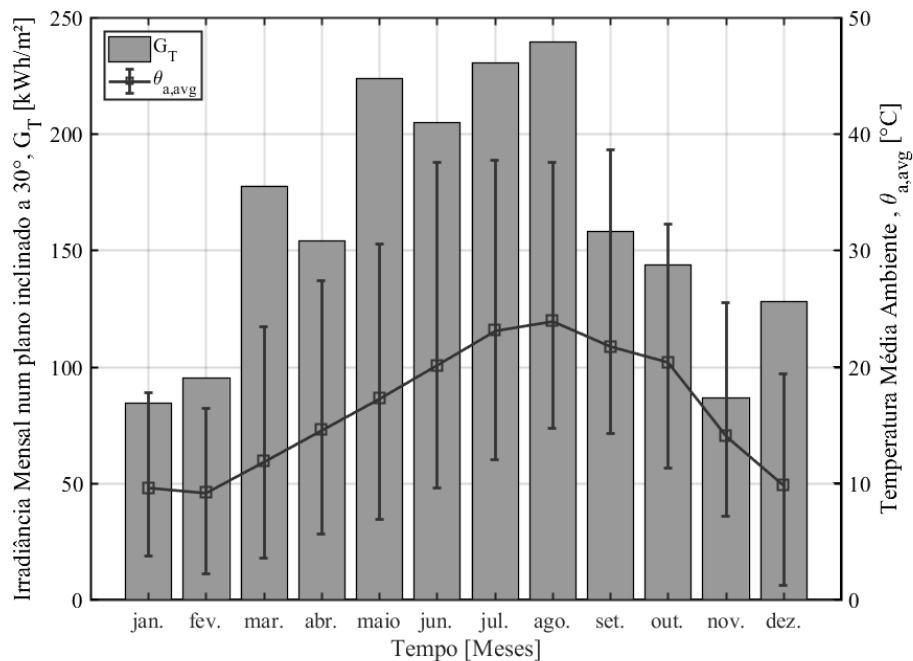


Figura 24- Resumo dos dados climáticos utilizados no modelo fotovoltaico e no modelo do transformador. Temperaturas média, máxima e mínima mensais e irradiância mensal num plano inclinado de 30°. Adaptado de [22].

4.3 Cenário #3

Tendo em conta que alguns impactos no envelhecimento do transformador poderão advir da conversão dos edifícios em nZEBs, no Cenário #3 considera-se a aplicação da solução proposta no Capítulo 1. Este cenário analisa o envelhecimento do transformador ao longo de um ano de operação, considerando os 19 edifícios descritos no Cenário #2, com a diferença de que neste cenário os termoacumuladores são controláveis e os inversores fotovoltaicos podem ser utilizados para efetuar *curtailment* quando necessário de acordo com a solução proposta no Capítulo 3. Para além da aplicação da solução proposta que combina as estratégias de *curtailment* e DR de controlo de termoacumuladores considera-se também, para efeitos de comparação, a aplicação exclusiva de cada uma destas estratégias nos edifícios do Cenário #2.

5 Resultados e Análise

O envelhecimento do transformador foi avaliado para cada um dos cenários descritos anteriormente e os seus resultados apresentam-se ao longo deste capítulo. Os resultados base deste estudo são analisados na Secção 5.1 e dizem respeito ao envelhecimento do transformador associado ao Cenário #1, ou seja, quando nenhum dos edifícios possui sistemas de geração distribuída. Na Secção 5.2 apresentam-se os resultados associados ao Cenário #2 e analisa-se o envelhecimento do transformador causado pela conversão dos edifícios em nZEBs. A Secção 5.3 apresenta os resultados do envelhecimento do transformador referente ao Cenário #3 onde é aplicado o controlo dos termoacumuladores e *curtailment* no contexto da solução descrita no Capítulo 3. Cada cenário foi simulado com recurso ao *software* MATLAB por uma simulação com a duração de um ano e todos os dados considerados foram processados numa resolução de 1 minuto. Para além do envelhecimento do transformador, dados como os perfis de carga do transformador, perfis de consumo e geração (se aplicável) dos edifícios e dados da temperatura *hottest-spot* do isolamento foram também analisados.

Por fim, na Secção 5.4 apresenta-se uma discussão dos resultados obtidos nos cenários analisados referindo-se o nível de sucesso da solução proposta assim como outros aspetos relevantes, tais como a quantidade de *curtailment* realizada e a quantidade equivalente de CO₂ emitida para a atmosfera em cada um dos cenários.

5.1 Cenário #1

Como referido no Capítulo 1, no Cenário #1 consideram-se os edifícios originais equipados com termoacumuladores. Utilizando o modelo do termoacumulador descrito na Secção 3.3.1.1 e assumindo os parâmetros apresentados na Secção 4.1 obteve-se o diagrama de carga elétrico anual do agregado dos 19 termoacumuladores que se apresenta na Figura 25. A linha cinzenta representa

o consumo de energia elétrica instantâneo numa resolução de 1 minuto e a linha preta representa o consumo de energia elétrica médio diário referente ao ano analisado. A carga máxima instantânea registada ao longo de todo o ano foi de 27 kW enquanto que a mínima foi de 0 kW. Esta observação permite concluir que, para um determinado minuto, o máximo de termoacumuladores ligados foi de 18 e o mínimo foi de 0. A Figura 26 demonstra o perfil de consumo de energia elétrica médio diário anual relativo à utilização dos termoacumuladores e normalizado em relação à carga nominal do transformador.

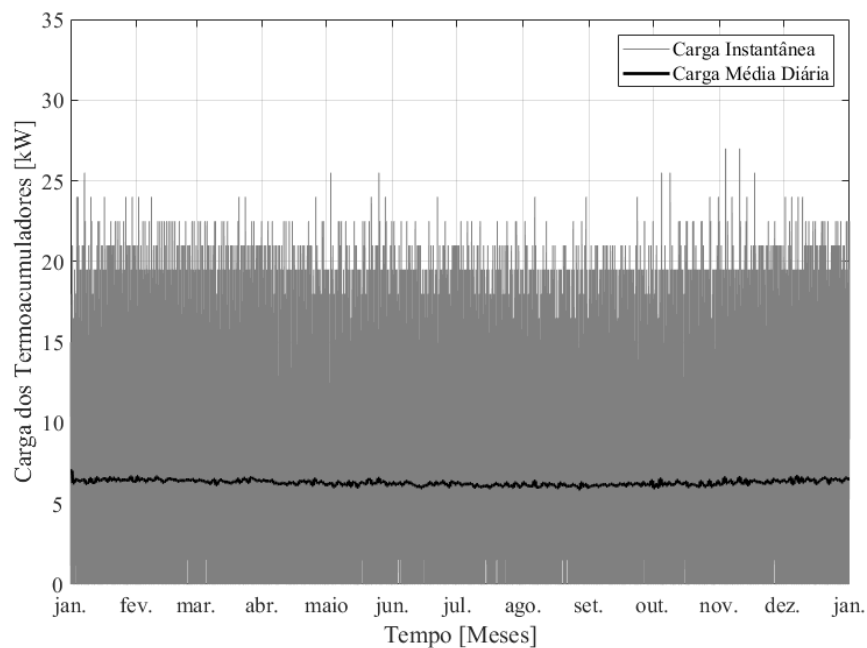


Figura 25- Perfil de consumo de energia elétrica dos termoacumuladores ao longo do ano. A linha cinzenta refere-se à carga instantânea (resolução de 1 minuto) e a linha a preto representa a carga elétrica média diária.

O perfil de carga representado na Figura 26 reflete as atividades de consumo de água quente diárias dos habitantes e caracteriza-se por um reduzido consumo de energia elétrica durante a madrugada seguido de um aumento no período da manhã que se inicia sensivelmente às 08:00h e atinge o seu primeiro pico às 12:00h. Durante o período da tarde voltam a registar-se consumos relativamente baixos entre as 16:00h e as 18:00h. A partir dessa hora inicia-se um aumento do consumo de energia elétrica que se estende até às 22:30h, hora em que atinge o seu segundo pico. Comparando o perfil de consumo de energia elétrica da Figura 26 com o perfil de consumo de água quente da Figura 22 observa-se a influência que as atividades de consumo de água quente desempenham no diagrama de carga elétrico dos termoacumuladores. O facto de os perfis de consumo de água quente de todos os consumidores se basearem no mesmo perfil de

água quente contribui para acentuados picos de consumo médio diários que ocorrem aproximadamente ao meio dia e à noite. A comparação da Figura 22 e Figura 26 permite também observar que o consumo de energia elétrica dos termoacumuladores apresenta um ligeiro atraso em relação ao consumo de água quente. Este atraso justifica-se pela capacidade de armazenamento energético da água que permite satisfazer as necessidades dos habitantes mesmo durante um período de tempo em que os termoacumuladores se encontram desligados.

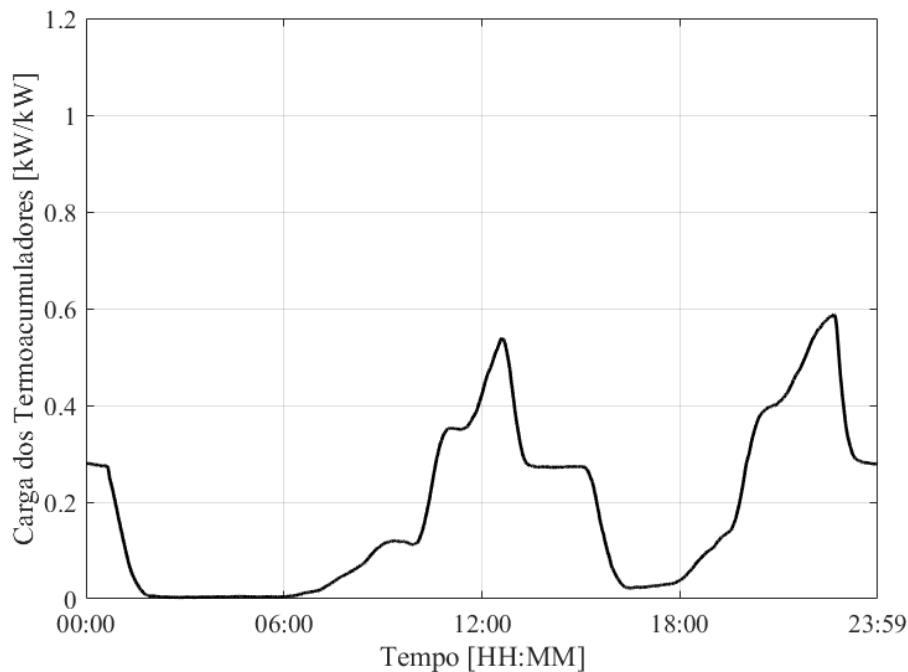


Figura 26 – Carga elétrica média diária anual relativa aos 19 termoacumuladores normalizada para a carga nominal do transformador.

Outro fator que influencia o consumo de energia elétrica dos termoacumuladores é a temperatura da água fria que vem da rede pública. A linha cinzenta da Figura 27 apresenta a temperatura média diária da água fria que vem da rede pública ao longo do ano analisado. Observa-se que nos dias em que a água fria regista os menores valores, o consumo de energia elétrica médio diário dos termoacumuladores, representado a preto, regista os maiores valores. Por outro lado, nos meses mais quentes o consumo de energia elétrica médio dos termoacumuladores regista os valores mais baixos. Através desta observação demonstra-se a relação inversa existente entre a temperatura da água fria e o consumo de energia elétrica dos termoacumuladores.

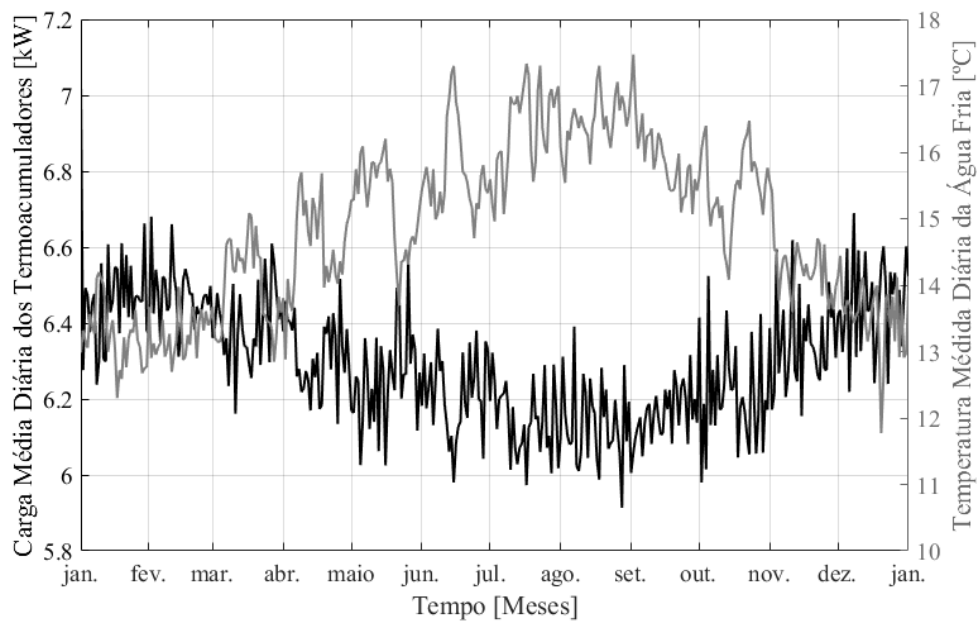


Figura 27 – Relação entre o consumo de energia elétrica médio diário dos termoacumuladores (linha preta) e a temperatura média diária da água fria (linha cinzenta) ao longo do ano.

Após o cálculo do perfil de consumo de energia elétrica dos termoacumuladores obteve-se o diagrama de carga total considerado para o Cenário #1 que se apresenta na Figura 28. A obtenção deste diagrama de carga só foi possível uma vez que o diagrama de carga original do agregado dos 19 edifícios não possuía qualquer tipo de carga elétrica relacionada com o aquecimento de água doméstica. Assim sendo foi possível adicionar o diagrama de carga elétrico dos termoacumuladores, anteriormente calculado (Figura 25), ao diagrama de carga elétrico dos edifícios originais (Figura 21).

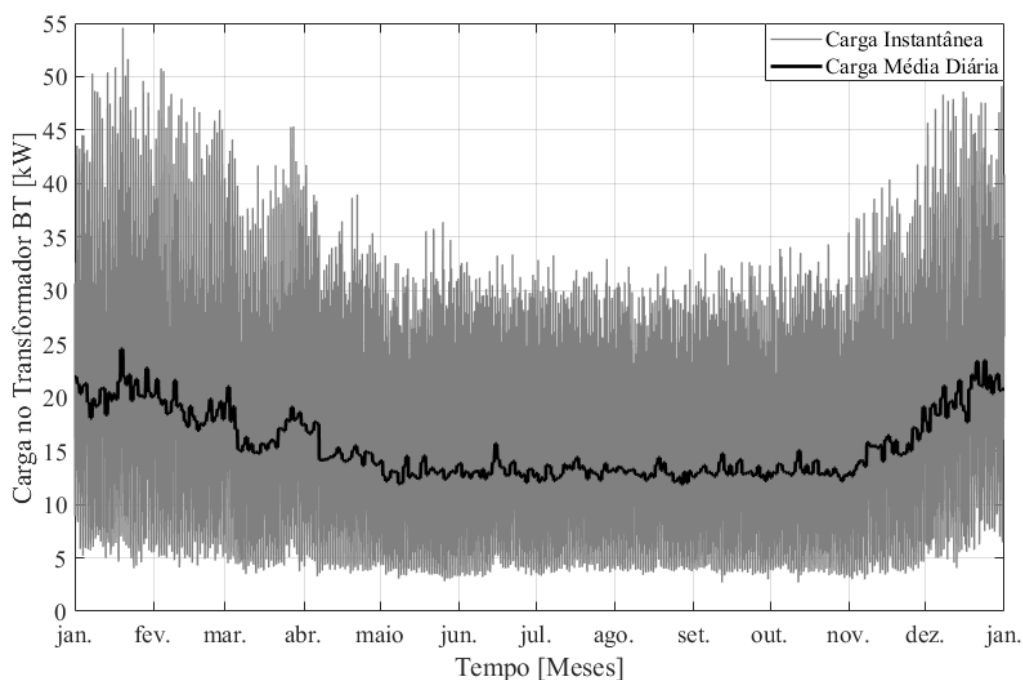


Figura 28 – Perfil de consumo de energia elétrica total ao longo do ano para o Cenário #1. A linha cinzenta refere-se à carga instantânea (resolução de 1 minuto) e a linha a preto representa a carga elétrica média diária.

Representado a preto, (na Figura 28), está a carga média diária referente ao consumo dos edifícios registada ao longo do ano analisado. Na mesma figura, a cinzento, está representada a carga instantânea com uma resolução de 1 minuto. A análise de ambas linhas indica um perfil de consumo de energia elétrica anual caracterizado por um maior consumo de energia elétrica nos meses de inverno comparativamente com os meses de verão. A Figura 29 relaciona os picos diários do consumo de energia elétrica dos edifícios (normalizados em relação à carga nominal do transformador) com a temperatura máxima ambiente registada em cada dia do ano. Observa-se que nos meses em que se registam as maiores temperaturas máximas verificam-se os menores picos de consumo de energia elétrica. Por outro lado, nos meses em que se registam as menores temperaturas máximas registam-se os maiores picos de consumo de energia elétrica. Esta relação inversa entre temperatura ambiente e consumo de energia elétrica sugere que os habitantes dos edifícios consomem mais eletricidade para o aquecimento dos edifícios do que para o seu arrefecimento, o que é coerente com a informação apresentada no Capítulo 1 recolhida nos inquéritos realizados em [70].

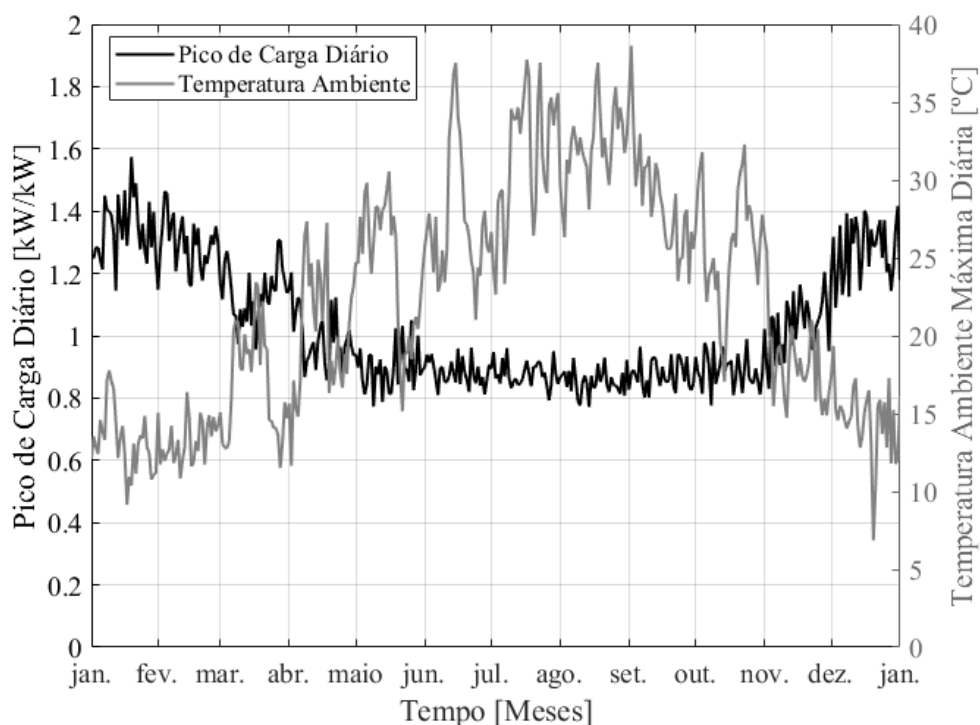


Figura 29 – Temperatura ambiente máxima diária e pico de carga diário da rede BT normalizado em relação à carga nominal do transformador.

O diagrama de carga de um transformador segue normalmente um ciclo de 24h que reflete de uma forma aproximada as atividades diárias dos utilizadores da rede BT [22]. Relativamente ao transformador analisado neste estudo, e para este cenário em particular, a Figura 30 apresenta o seu respetivo perfil de carga médio diário anual para todo o ano analisado. Este perfil de carga apresenta-se normalizado em relação à carga nominal do transformador e caracteriza-se por baixos valores de consumo de energia elétrica durante a madrugada seguido por um aumento ao longo da manhã. Este aumento acentua-se para além do meio dia e atinge o primeiro pico de consumo um pouco antes das 13:00h. Durante a tarde, após este primeiro pico, verificam-se duas acentuadas reduções do consumo e de seguida com o findar da tarde regista-se novamente um rápido aumento do consumo que dá origem a um segundo pico por volta das 22:30h. Comparando este perfil de carga (Figura 30) com o perfil de carga do agregado dos 19 termoacumuladores (Figura 26) verifica-se que as acentuadas variações de consumo registadas no perfil de carga do transformador são consequência da utilização dos termoacumuladores. Esta observação sugere que o controlo dos termoacumuladores tem uma influência bastante significativa no diagrama de carga do transformador.

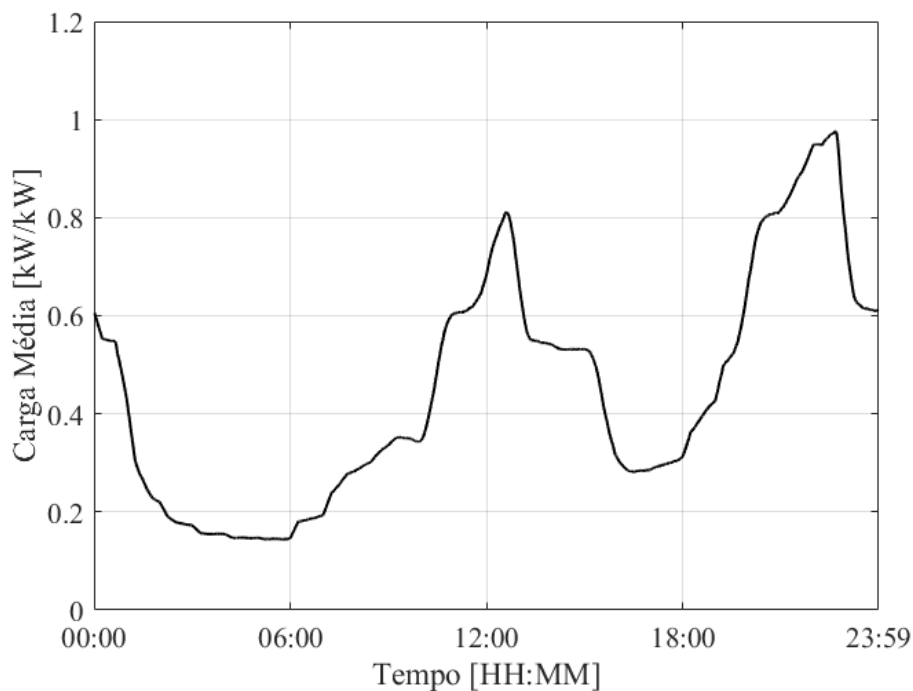


Figura 30 – Perfil de carga médio diário anual do transformador BT.

Como referido na secção 3.2, o envelhecimento do transformador relaciona-se com a temperatura *hottest-spot* do isolamento dos seus enrolamentos. Por sua vez, essa temperatura, depende da carga à qual o transformador é submetido e da temperatura ambiente. A linha cinzenta da Figura 31 demonstra a variação instantânea da temperatura *hottest-spot*, θ_h , ao longo de todo o ano. A linha azul corresponde à temperatura *hottest-spot* de referência para a qual o transformador tem um fator de envelhecimento unitário e a linha vermelha representa a temperatura *hottest-spot* máxima admissível $\theta_{h_{max}}$, de valor 140 °C, estipulada para o transformador de acordo com os argumentos apresentados na secção 3.2.3. Comparando com a Figura 28, observa-se que a variação da temperatura *hottest-spot* segue um perfil coerente com o do consumo de energia elétrica dos edifícios, registando os valores mais altos nos períodos do ano em que há maior consumo de energia elétrica e os valores mais baixos nos períodos em que esse consumo é menor. Embora a temperatura ambiente também influencie a temperatura *hottest-spot* do transformador, a sua influência verifica-se menor quando comparada com a da carga elétrica. Comparando com a Figura 29, observa-se que nos meses de verão, embora se registem temperaturas ambientes mais elevadas, a temperatura *hottest-spot* apresenta valores mais baixos quando comparados com os meses de inverno. Durante o ano considerado não houve registos de temperaturas *hottest-spot* superiores a 140 °C. Deste modo valida-se o valor da carga nominal do transformador (34,7 kVA), que foi dimensionado sob a premissa de que a temperatura *hottest-spot* não poderia exceder os

140 °C. O envelhecimento do transformador acumulado ao longo de todo o ano também está representado na Figura 31 através da linha a preto. No total, o envelhecimento equivalente a um ano de operação foi de apenas 14 dias). Este reduzido envelhecimento deve-se ao facto de que na maior parte do ano a carga suportada pelo transformador ser menor que a sua carga nominal, registando-se, por consequência, também na maior parte do ano, temperaturas *hottest-spot* inferiores à temperatura de referência de 110 °C. Analisando a figura, é visível que para valores de θ_h entre 110 a 140 °C se verificam maiores registos de envelhecimento, sendo que quanto mais próximo do limite $\theta_{h_{max}}$ maior é a aceleração do seu envelhecimento.

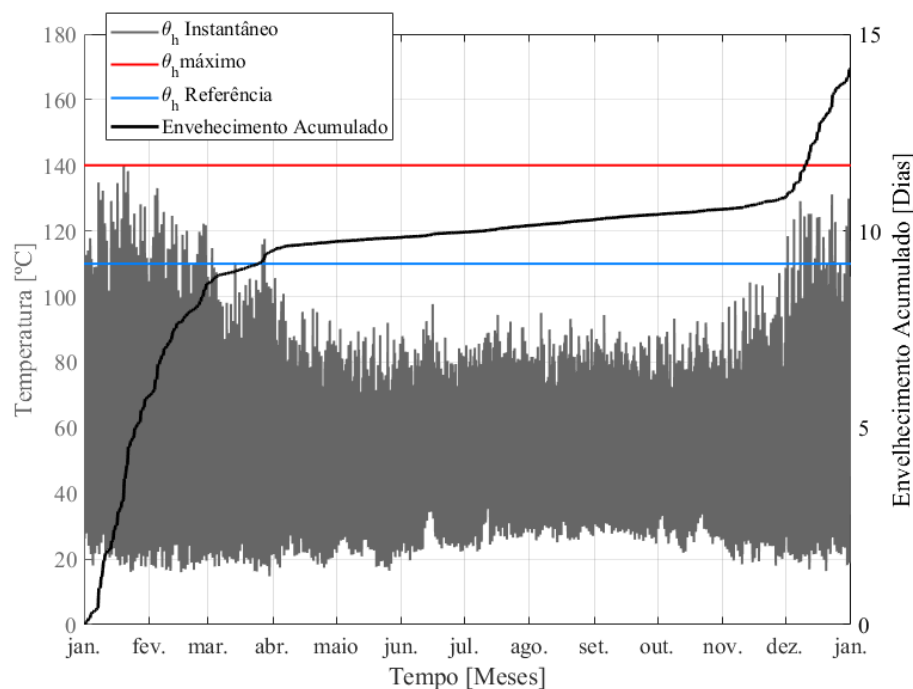


Figura 31 – Temperatura *hottest-spot* do transformador BT e envelhecimento acumulado para todos os instantes do ano.

5.2 Cenário #2

Em comparação com o Cenário #1, no Cenário #2 admitiu-se que todos os edifícios são convertidos para nZEB e possuem sistemas de geração fotovoltaica. A adição de geração fotovoltaica nos edifícios provoca uma grande alteração nos seus diagramas de carga e consequentemente no diagrama de carga do transformador. É importante referir que a carga nominal assumida para

o transformador no Cenário #2 é igual à do Cenário #1 e todos os resultados apresentados nesta secção têm isso em consideração. Como se pode observar pela Figura 32 (normalizada em relação à carga nominal do transformador), o consumo de energia elétrica médio diário a nível anual (linha preta) não se alterou relativamente ao Cenário #1. No entanto as trocas energéticas entre a rede e os edifícios sofrem alterações facilmente visíveis no diagrama de carga do transformador representado pela linha a tracejado. Estas alterações ocorrem sobretudo no período diurno e são causadas pela geração fotovoltaica. O perfil da geração elétrica média diária anual está representado, na Figura 32, pela linha cinzenta contínua. Como se pode observar registam-se valores nulos de geração nos períodos noturnos, tipicamente de madrugada entre as 00:00h e as 06:00h e durante a noite entre as 20:00h e as 24:00h. Durante estes períodos de tempo não são visíveis alterações no diagrama de carga do transformador comparativamente com o Cenário #1. Por outro lado, durante o dia, mais concretamente a partir das 06:00h, à medida que a disponibilidade do recurso solar aumenta, regista-se um aumento da geração fotovoltaica e simultaneamente verifica-se uma diminuição da carga registada no transformador. Quando a geração fotovoltaica iguala o consumo dos edifícios (interseção das linhas cinzenta e preta) a carga no transformador é nula. Nesse momento, a geração elétrica dos edifícios satisfaz as suas necessidades de consumo de energia elétrica por completo e as trocas energéticas entre os edifícios e a rede são nulas. Quando a geração fotovoltaica ultrapassa as necessidades de consumo de energia elétrica dos edifícios, o fluxo de energia inverte o sentido começando a fluir desde os edifícios em direção ao transformador, e do transformador para a rede de média tensão. Este fluxo inverso de energia está representado na Figura 32 através dos valores negativos da carga registada no transformador e a sua magnitude é tanto maior quanto maior for a geração e menor o consumo.

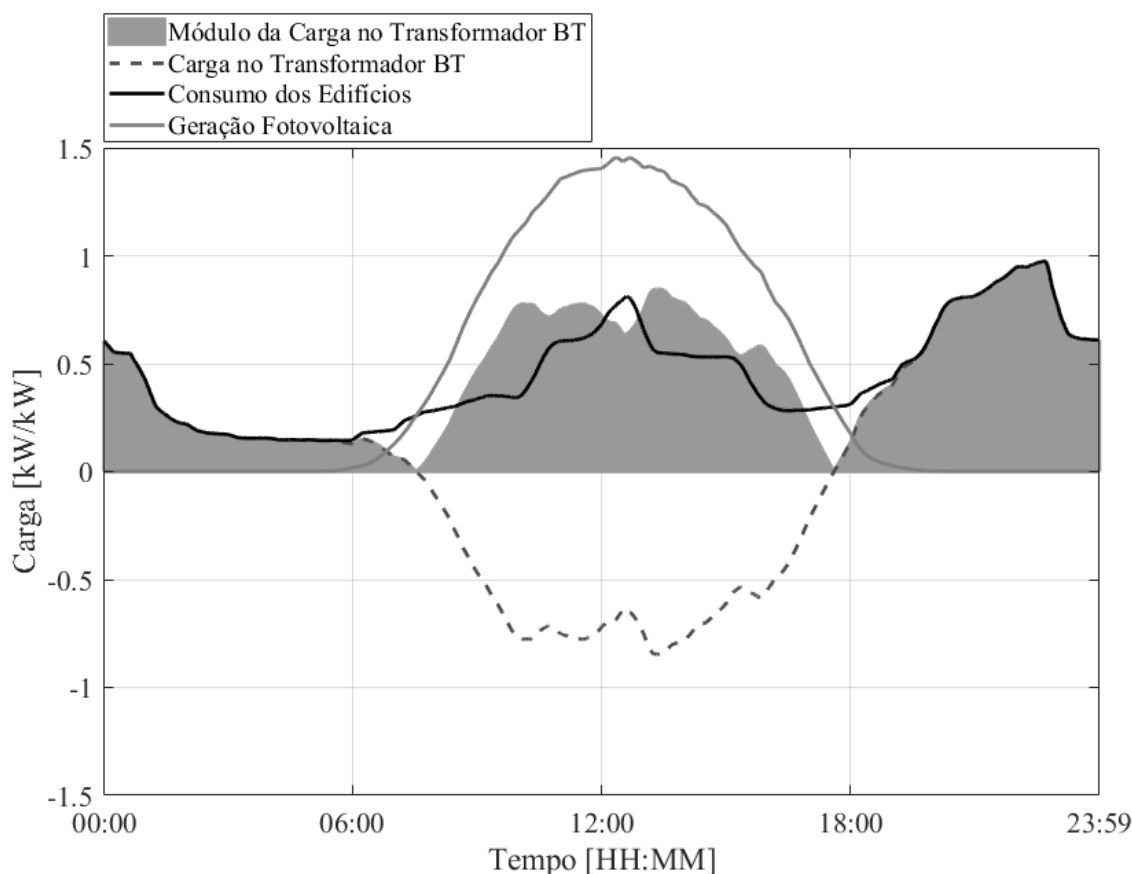


Figura 32 – Diagramas de carga médios diários anuais da rede BT normalizado de acordo com a carga nominal do transformador.

A observação do diagrama de carga médio do transformador permite também detetar a ocorrência de dois grandes picos, um pico de fluxos inversos durante o dia, correspondente à exportação elétrica dos edifícios para a rede, e um outro pico de fluxos diretos durante a noite, que corresponde à importação elétrica que satisfaz o consumo dos edifícios. Voltando ao perfil de geração fotovoltaica observa-se a ocorrência de um pico por volta das 12:00h que supera ambos os picos diurno e noturno do consumo de energia elétrica dos edifícios. No entanto, o seu impacto na carga do transformador é amortecido pelo pico de consumo diurno dos edifícios que também ocorre aproximadamente ao meio dia. A área a cinzento, representada na Figura 32, traduz o módulo do diagrama de carga médio diário anual do transformador através do qual se verifica que, em média, o pico diurno causado pela exportação de energia elétrica é inferior ao pico noturno causado pela procura de energia elétrica dos edifícios. No entanto, quando analisados instantaneamente os maiores valores de carga registados no transformador ocorrem maioritariamente ao meio dia, com maior magnitude nos meses de verão, tal como se pode observar na Figura 33. A Figura 33 apresenta os valores normalizados da carga registada no transformador ao longo de todo o ano com uma resolução de 1 minuto. Os maiores valores de carga instantânea registados no transformador ao longo do dia ocorrem precisamente no mesmo intervalo de tempo

em que a carga média anual do transformador (Figura 32) apresenta valores negativos que traduzem os fluxos inversos de energia.

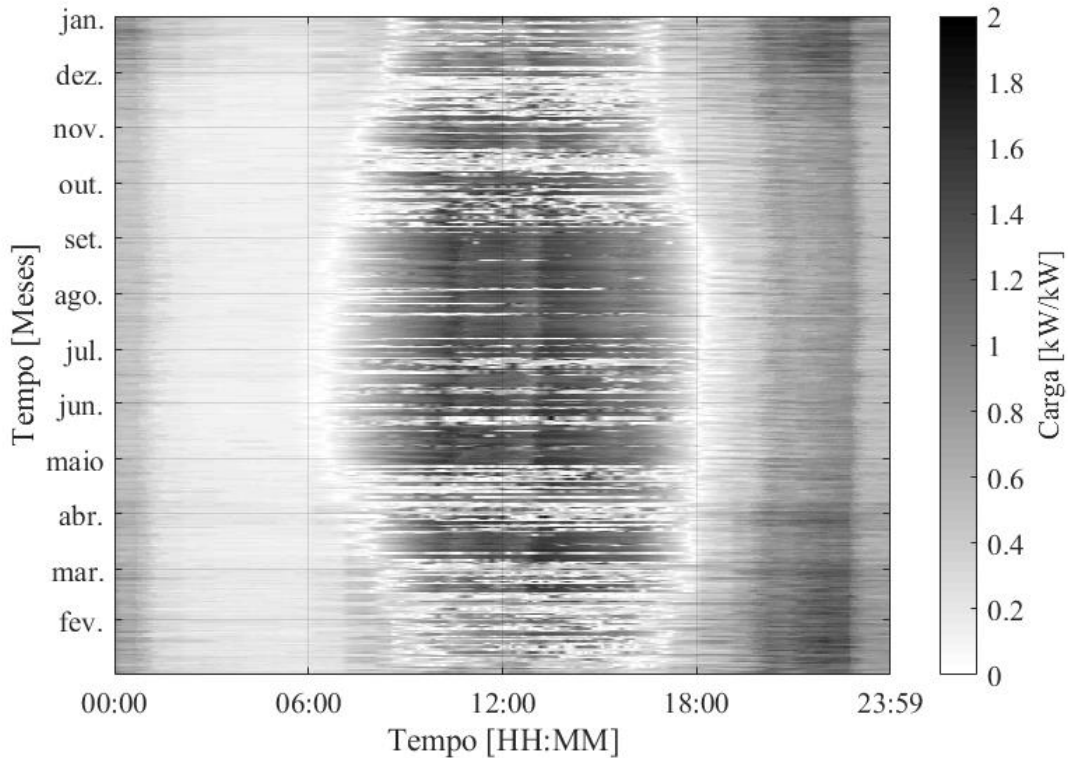


Figura 33 – Carga instantânea normalizada do transformador BT ao longo de todo o ano.

Uma análise instantânea da temperatura *hottest-spot* do transformador ao longo de todo o ano (Figura 34) indica que as temperaturas mais elevadas se registam durante o dia, entre as 08:00h e as 16:00h, e nos meses de verão, precisamente no período de tempo em que se registam valores mais altos de irradiância e de geração fotovoltaica. Comparando a Figura 33 com a Figura 34 observa-se a influência da carga registada no transformador com a temperatura *hottest-spot*. Os instantes em que se registam os maiores valores de carga no transformador coincidem com os instantes em que o transformador apresenta temperaturas *hottest-spot* mais elevadas.

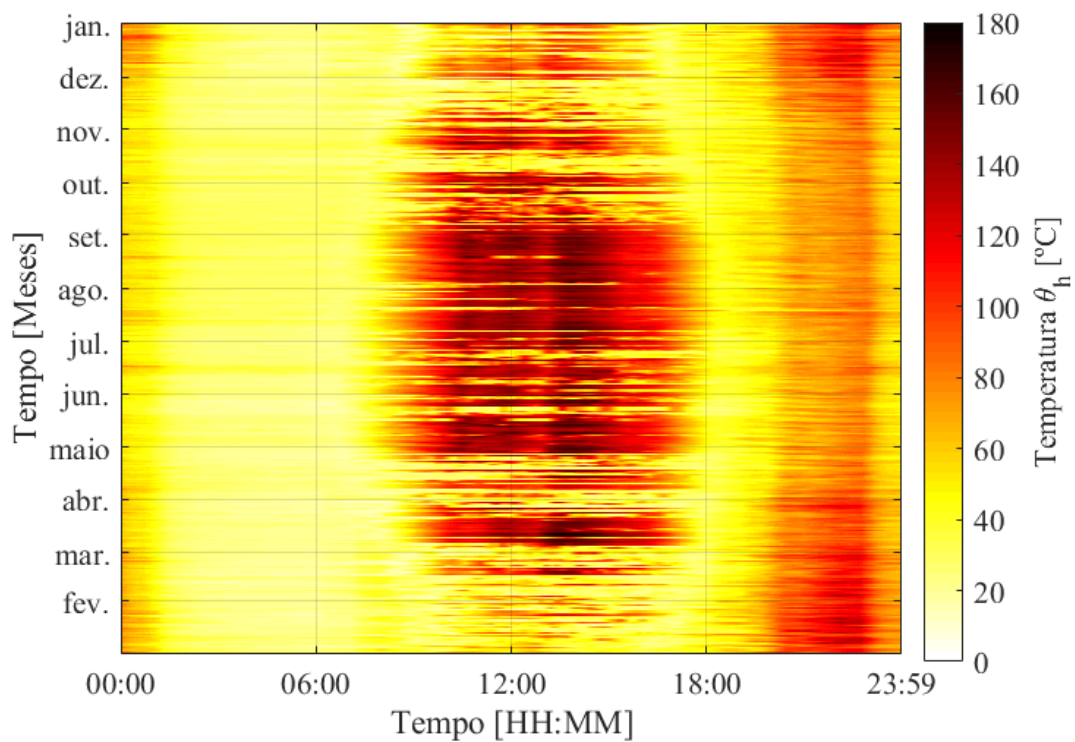


Figura 34 - Temperatura *Hottest-spot* θ_h do transformador ao longo de todo o ano.

Observando a Figura 34 verifica-se que, durante o dia, a temperatura *hottest-spot* ultrapassa os 140 °C chegando mesmo a atingir um máximo de 175 °C. Quando sujeito a estas temperaturas, o transformador tem uma grande probabilidade de sofrer danos irreparáveis. Através da Figura 35 é evidente que estes registos de temperatura se relacionam com os fluxos inversos de energia que ocorrem por volta do meio dia. De maio a outubro a maioria dos picos de carga diários apresentam valores negativos. É visível a ocorrência de algumas exceções no inverno, em dias com registos de baixa irradiância solar, para os quais os picos de carga diário são coincidentes com os apresentados no cenário base (Cenário #1).

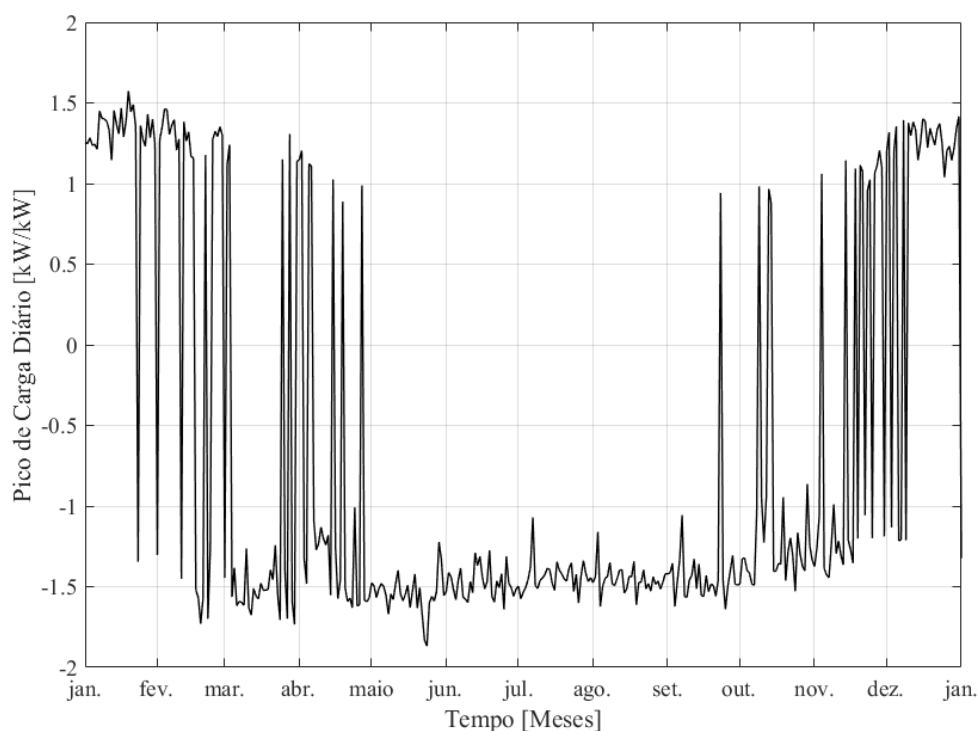


Figura 35 – Picos de carga diários normalizados em função da carga nominal do transformador.

Devido às elevadas temperaturas a que o transformador está sujeito, o envelhecimento acumulado ao longo de todo o ano de operação atinge os 644 dias. A Figura 36 permite observar a relação entre esse envelhecimento e a temperatura *hottest-spot* do transformador. Observa-se um aumento exponencial do envelhecimento quando as temperaturas do transformador são superiores a 140 °C, o que vai ao encontro da Figura 11 apresentada na Secção 3.2.3. Neste Cenário #2, ao contrário do Cenário #1, o envelhecimento do transformador é mais acentuado nos meses de verão do que nos meses de inverno. Este registo justifica-se pelas elevadas temperaturas de operação do transformador resultantes dos fluxos inversos de energia com elevadas amplitudes instantâneas.

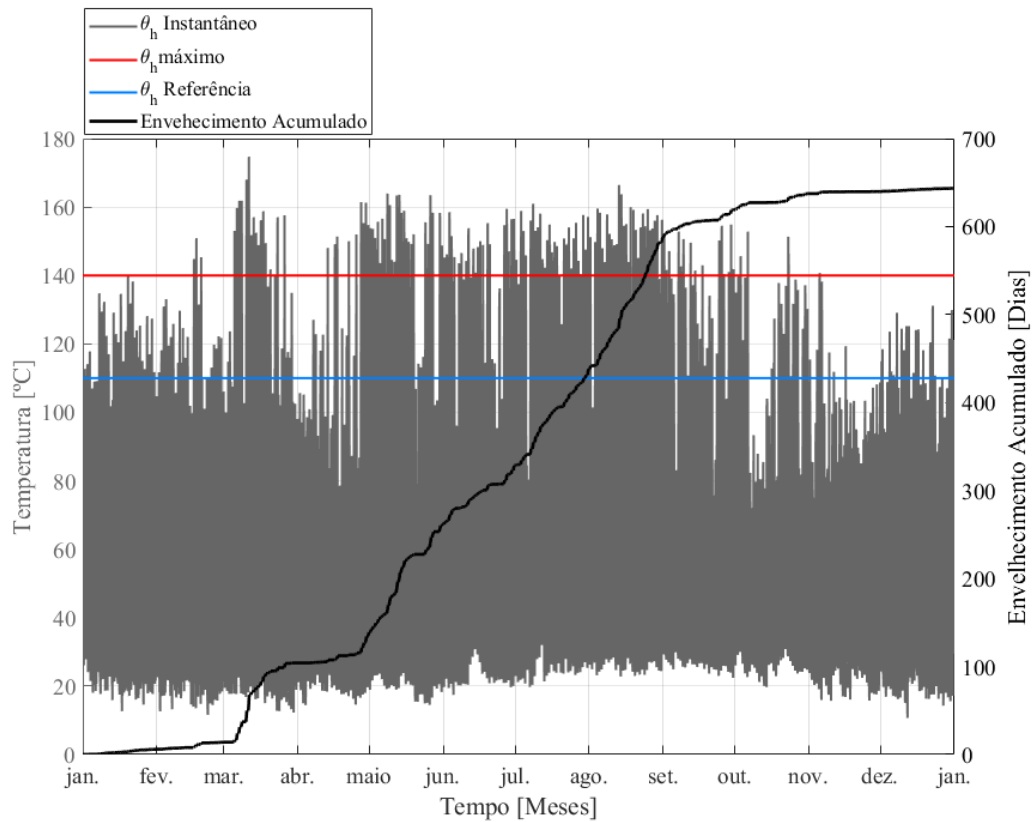


Figura 36 - Temperatura *hottest-spot* do transformador e envelhecimento acumulado para todos os instantes do ano.

5.3 Cenário #3

Como mencionado anteriormente, o Cenário #3 consiste na aplicação da solução proposta do Capítulo 1 de modo a mitigar os impactos negativos introduzidos pela conversão dos 19 edifícios em nZEB (i.e., a solução proposta no Capítulo 3 é aplicada ao Cenário #2). Esta solução é baseada numa estratégia de controlo de termoacumuladores e na aplicação de *curtailment* através de inversores fotovoltaicos e visa, concretamente, resolver o problema do excessivo envelhecimento do transformador registado no Cenário #2.

A aplicação da solução proposta provocou alterações no consumo e geração dos edifícios e consequentemente no diagrama de carga do transformador. A Figura 37 demonstra essas alterações a nível médio diário anual. Note-se que os valores registados estão normalizados segundo o valor da carga nominal do transformador considerado nos Cenários #1 e #2. Observando a Figura 37, no período de maior geração fotovoltaica, verifica-se um pequeno aumento do consumo médio dos edifícios no Cenário #3 comparativamente com o Cenário #2. Este aumento é causado

pela estratégia de controlo proposta que força a utilização dos termoacumuladores em virtude de diminuir a magnitude dos fluxos inversos de energia. A razão deste aumento ser pequeno deve-se ao facto de que os valores apresentados dizem respeito a valores médios anuais e como se verificou na análise do Cenário #2, a temperatura *hottest-spot* do transformador só apresenta valores superiores a $\theta_{h_{max}}$ durante o dia e maioritariamente no verão e por isso o aumento do consumo dos termoacumuladores também só é feito nesses momentos. No entanto, um aumento médio do consumo no Cenário #3 é também registado durante a noite, entre as 21:00h e as 23:00h, quando não há qualquer geração fotovoltaica. Esta observação permite concluir que a estratégia de controlo dos termoacumuladores utilizada para diminuir a magnitude dos fluxos inversos durante o dia contribui para o aumento da magnitude dos fluxos diretos durante a noite. Relativamente à geração fotovoltaica média diária anual, no Cenário #3 registou-se uma redução (linha vermelha) comparativamente ao Cenário #2. Esta redução deve-se à aplicação da estratégia de *curtailment* que, através dos inversores fotovoltaicos, limita a injeção de potência na rede por parte dos sistemas fotovoltaicos. Como se pode observar, em termos médios a aplicação de *curtailment* é muito reduzida sendo mais acentuada entre as 13:30h e as 15:00h, indicando também que, em média, é neste período de tempo que a estratégia de controlo dos termoacumuladores apresenta uma menor capacidade para diminuir os fluxos inversos de energia.

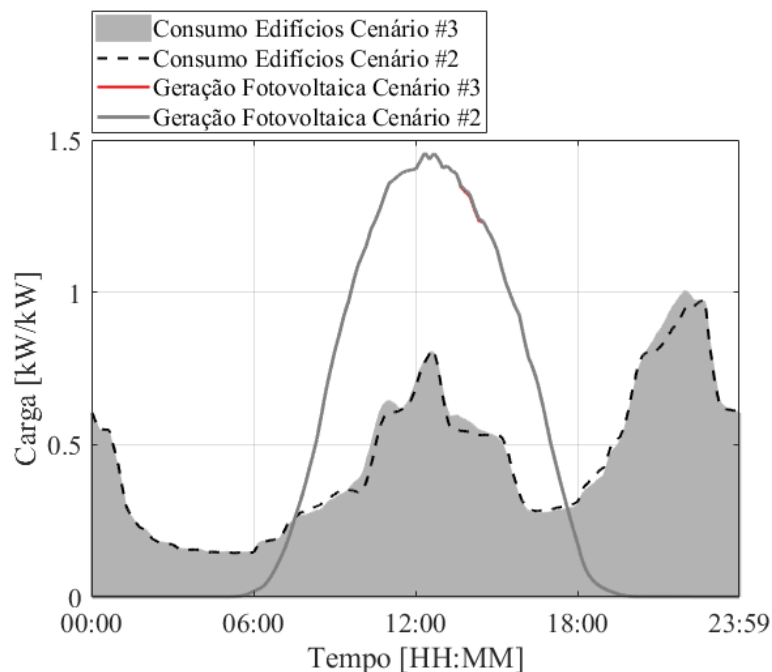


Figura 37 – Diagrama de consumo médio diário anual relativo aos 19 edifícios do Cenário #2 (linha preta a tracejado) e do Cenário #3 (área a cinzento) e perfil de geração médio diário anual dos 19 edifícios do Cenário #2 (linha cinzenta) e do Cenário #3 (linha vermelha).

A Figura 38 demonstra o diagrama de carga elétrico instantâneo dos termoacumuladores referente ao dia 15 de fevereiro e permite observar a variação do consumo de energia elétrica dos termoacumuladores face à estratégia de controlo utilizada. O dia 15 de fevereiro foi o primeiro dia do ano a registar uma intervenção da estratégia de controlo dos termoacumuladores na diminuição da magnitude dos fluxos inversos. Este fator permite efetuar uma melhor comparação entre os diagramas de carga dos termoacumuladores dos Cenários #2 e #3, na medida em que assegura que o diagrama de carga dos termoacumuladores do Cenário #3 não é influenciado por anteriores intervenções da estratégia de controlo. Considera-se uma intervenção da estratégia de controlo a alteração forçada do seu estado de funcionamento, quer seja para controlar fluxos inversos ou diretos. Para além dos diagramas de carga dos termoacumuladores, na Figura 38 é também apresentada a temperatura *hottest-spot* do transformador, permitindo analisar as consequências da estratégia utilizada no controlo dessa temperatura.

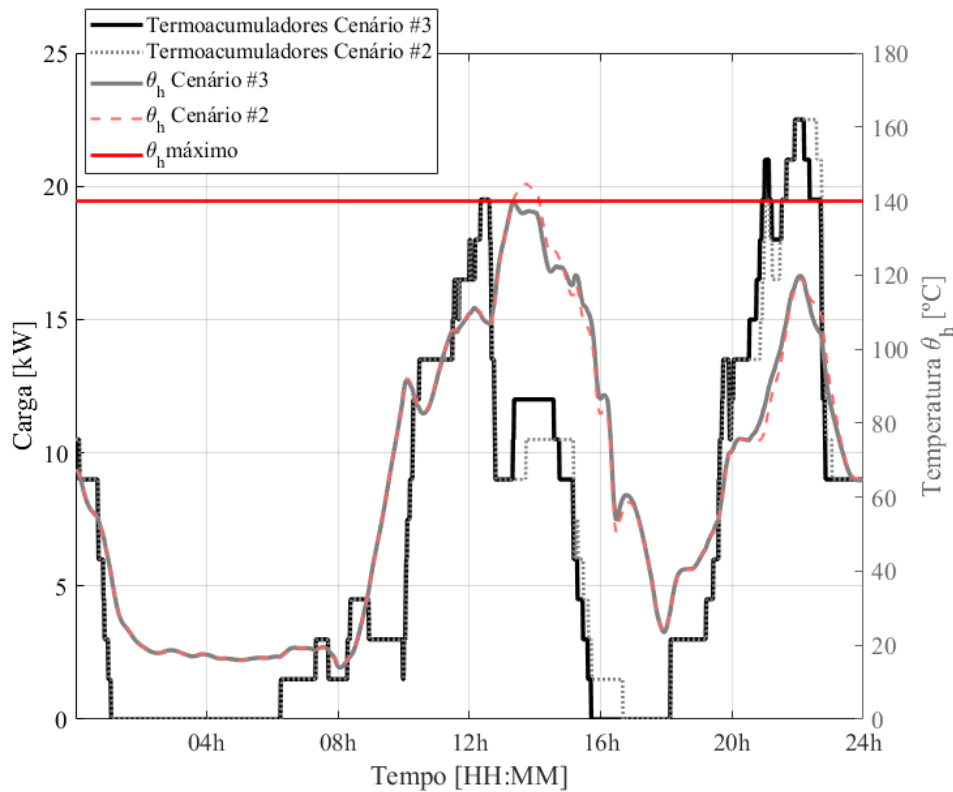


Figura 38 - Diagrama de carga instantâneo do agregado dos 19 Termoacumuladores no Cenário #2 (linha cinzenta a picotado) e no Cenário #3 (linha preta) e temperatura *hottest-spot* no Cenário #2 (linha rosa a tracejado) e no Cenário #3 (linha cinzenta) para o dia 15 de fevereiro.

Observando a Figura 38 verifica-se que até às 12:00h tanto o diagrama de carga dos termoacumuladores como a temperatura *hottest-spot* do transformador são iguais em ambos cenários. Quando a temperatura *hottest-spot* interseta o valor máximo admissível, $\theta_{h\text{máximo}}$, verifica-se um aumento da carga do agregado dos termoacumuladores no Cenário #3 (linha preta), enquanto que

no Cenário #2 (linha cinzenta a picotado) esse aumento não se verifica. Por conseguinte, a temperatura *hottest-spot* do transformador no Cenário #2 (linha vermelha a tracejado) continua a aumentar para além dos 140 °C enquanto que no Cenário #3 (linha cinzenta contínua) essa temperatura mantém-se controlada abaixo dos 140 °C. Esta observação comprova a eficácia da estratégia de controlo dos termoacumuladores no controlo da temperatura *hottest-spot* do transformador. Por outro lado, esta estratégia perturba o ciclo de funcionamento dos termoacumuladores provocando alterações nos seus diagramas de carga à noite. Para ilustrar estas alterações, apresenta-se a Figura 39 que retrata o diagrama de carga instantâneo dos termoacumuladores do dia 10 de março em particular.

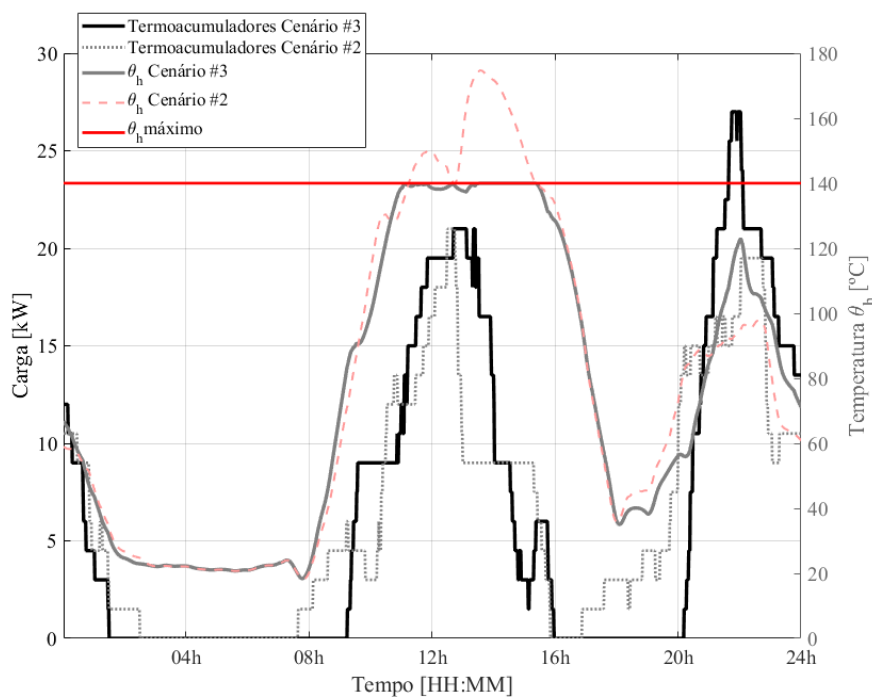


Figura 39 - Diagrama de carga instantâneo do agregado dos 19 Termoacumuladores no Cenário #2 (linha cinzenta a picotado) e no Cenário #3 (linha preta) e temperatura *hottest-spot* no Cenário #2 (linha rosa a tracejado) e no Cenário #3 (linha cinzenta) para o dia 10 de março.

Observando a Figura 39 verifica-se que no dia 10 de março o diagrama de carga dos termoacumuladores do Cenário #3 sofreu grandes alterações comparativamente ao Cenário #2. Estas alterações verificam-se desde o primeiro minuto do dia, sugerindo que grande parte dessas alterações se devem às intervenções da estratégia de controlo realizadas antes do dia 10 de março, e não no próprio dia. Uma das principais diferenças no diagrama de carga dos termoacumuladores do Cenário #3 é o pico de consumo noturno ser muito superior ao do Cenário #2. A utilização da estratégia de controlo no Cenário #3 força o funcionamento dos termoacumuladores até não existirem mais termoacumuladores disponíveis (i.e., até que não existam termoacumuladores desligados com a temperatura da água no seu depósito menor ou igual a 65 °C). Quando um termoacumulador

é ligado a temperatura da água do seu depósito aumenta até atingir a temperatura máxima definida pelo termostato. Ao atingir a temperatura máxima, os termoacumuladores são automaticamente desligados. Este acontecimento traduz-se na Figura 39 pela grande redução do consumo de energia elétrica dos termoacumuladores, que se inicia por volta das 13:30h e termina às 16:00h quando nenhum termoacumulador se encontra ligado. A partir das 18:00h, de acordo com o perfil de consumo de água quente utilizado (Figura 22, página 55), há um aumento do consumo de água quente que culmina num pico às 20:00h. Esse consumo contribui para a diminuição da temperatura da água no interior dos tanques até que a partir das 20:00h a água atinge a temperatura mínima definida pelo termostato e os termoacumuladores começam a ser ligados. É este tipo de pico de consumo noturno de energia elétrica registado pelos termoacumuladores que contribui para o pico noturno registado no diagrama de carga médio diário anual do transformador no Cenário #3, representado na Figura 37 e na Figura 41. Para garantir que os fluxos diretos de energia não atinjam magnitudes que contribuam para uma temperatura *hottest-spot* superior a 140 °C, a estratégia de controlo dos termoacumuladores foi implementada de modo a desligar termoacumuladores sempre que a carga máxima admissível L_{max} é ultrapassada.

Ainda na Figura 39, observa-se que mesmo com a grande redução do consumo de energia elétrica dos termoacumuladores, que se inicia por volta das 13:30h, a temperatura *hottest-spot* do transformador continua controlada nos 140 °C. Esse controlo é efetuado pela estratégia de *curtailment* que limita a injeção de energia na rede. A Figura 40 apresenta o perfil de geração fotovoltaica do dia 10 de março no Cenário #2 (dado pela área a vermelho) e no Cenário #3 (dado pela área cinzenta), assim como o registo da temperatura *hottest-spot* do transformador em ambos cenários. Ao observar a Figura 40 verifica-se que o corte de geração efetuado (área a vermelho) pela estratégia de *curtailment* permite controlar a temperatura *hottest-spot* abaixo dos 140 °C. Enquanto que, sem a estratégia de *curtailment*, no Cenário #2, a temperatura *hottest-spot* do transformador atinge os 175 °C. Esta observação permite concluir que sem a estratégia de *curtailment* não seria possível manter a temperatura *hottest-spot* abaixo dos 140 °C. Desse modo demonstra-se que, utilizando os parâmetros considerados na Secção 4.1, a estratégia de controlo de termoacumuladores não é suficiente para controlar todos os fluxos inversos de energia que provocam temperaturas θ_h superiores a 140 °C.

Através da combinação da estratégia de controlo dos termoacumuladores e *curtailment* foi então possível reduzir a magnitude dos fluxos inversos de energia reduzindo a carga registada à saída do transformador. Para ilustrar esta redução, apresenta-se a Figura 41 que compara o módulo dos diagramas de carga médio diário anual do transformador no Cenário #2 e no Cenário #3, ambos normalizados segundo a carga nominal considerada no Cenário #1. Analisando a figura, observa-se que durante o dia, mais concretamente no período de maior geração fotovoltaica, o

Cenário #3 apresenta valores de carga elétrica diários mais baixos comparativamente ao Cenário #2. A redução da carga elétrica registada no Cenário #3 deve-se, por um lado, ao aumento do consumo de energia elétrica provocado pelo controlo dos termoacumuladores, e, por outro, ao corte de geração fotovoltaica realizado pela estratégia de *curtailment*.

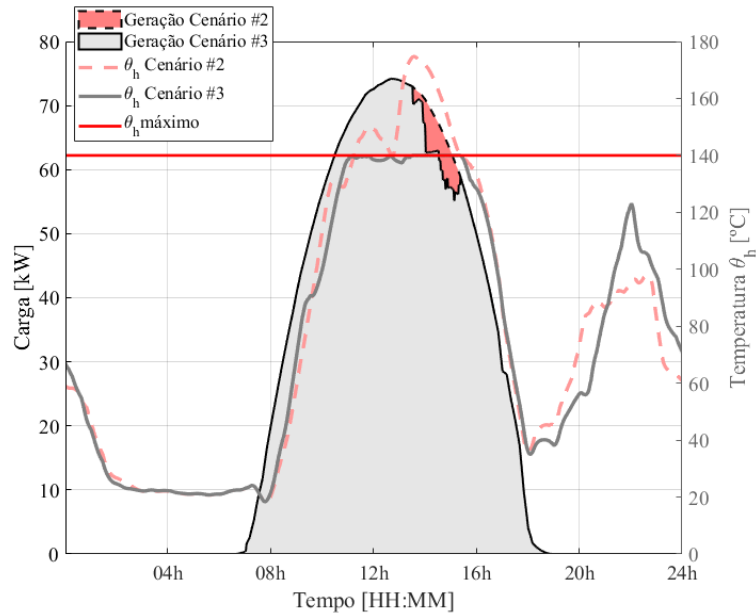


Figura 40 – Geração fotovoltaica instantânea do agregado dos 19 Termoacumuladores no Cenário #2 (área rosa) e no Cenário #3 (área cinzenta) e temperatura *hottest-spot* no Cenário #2 (linha rosa a tracejado) e no Cenário #3 (linha cinzenta) para o dia 10 de março.

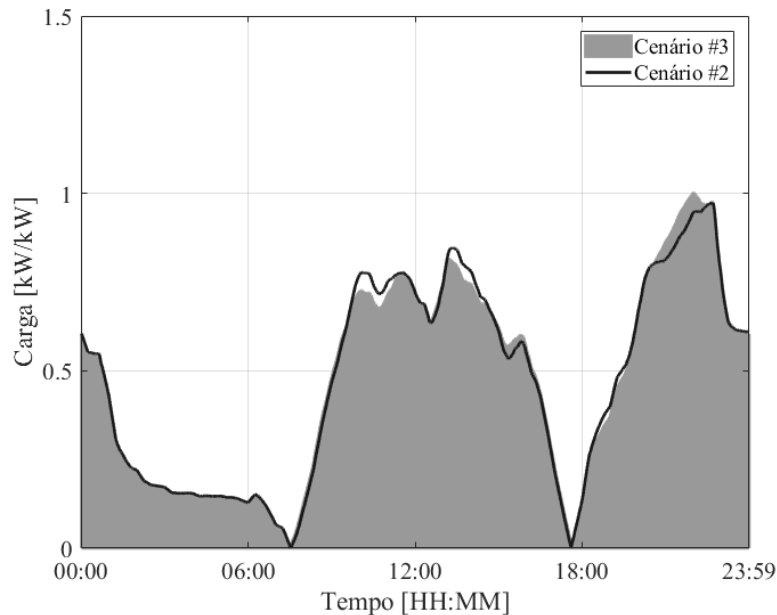


Figura 41 – Módulo do diagrama de carga médio diário anual do transformador nos Cenários #2 e #3.

Os mesmos resultados podem ser observados na Figura 42, que demonstra instantaneamente, e para todo o ano analisado, as alterações ocorridas do Cenário #2 para o Cenário #3 relativamente à carga registada no transformador.

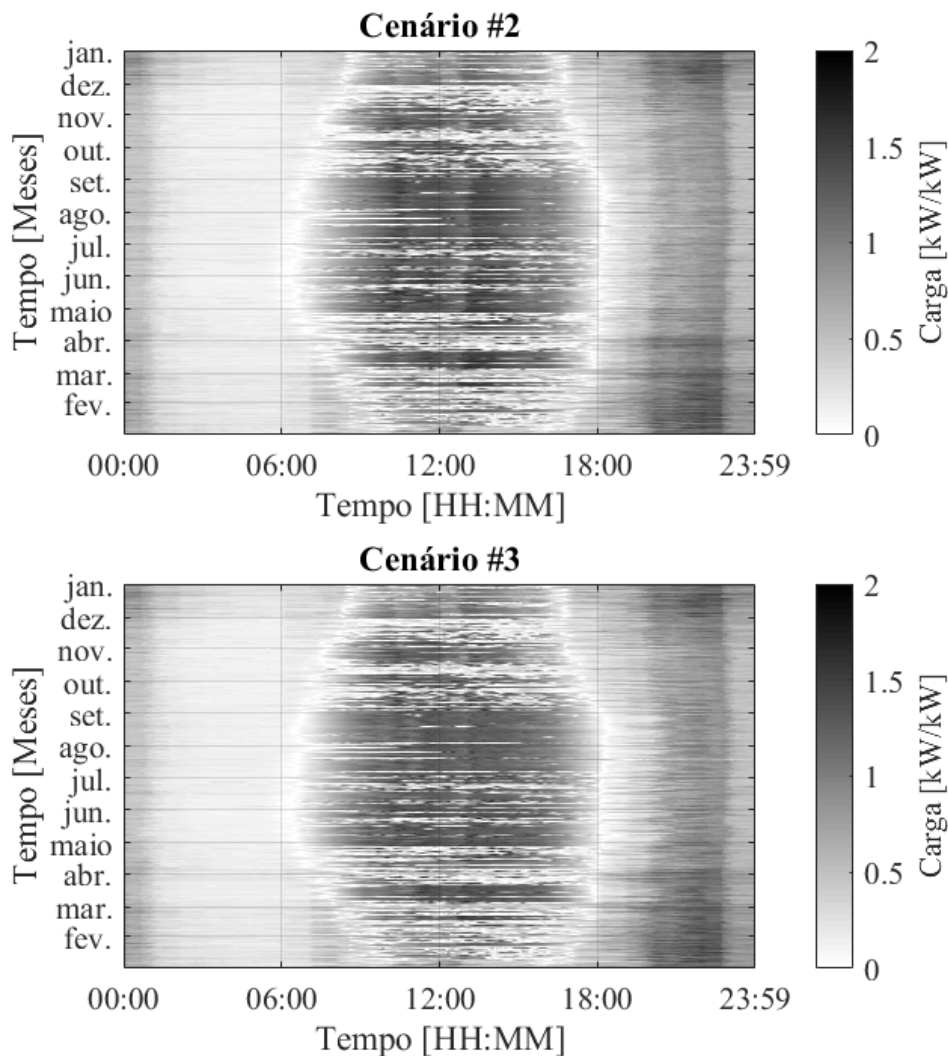


Figura 42 – Carga elétrica instantânea registada no transformador ao longo de todo o ano considerado para o Cenário #2 e para o Cenário #3. Os valores apresentados encontram-se normalizados em relação à carga nominal do transformador do Cenário #1.

Na Figura 43 apresentam-se os registos da temperatura *hottest-spot* do transformador para o Cenário #2 e para o Cenário #3. A aplicação da estratégia definida permitiu controlar a temperatura *hottest-spot* do transformador a nível anual tendo-se registado uma temperatura máxima não superior a 140 °C. A comparação dos resultados obtidos em cada um dos cenários permite

concluir que a aplicação da solução proposta no Cenário #3 atenua as temperaturas θ_h mais elevadas registadas no período de maior geração. Por outro lado, no período noturno do Cenário #3 registam-se valores de temperatura θ_h mais elevados do que no período noturno do Cenário #2. Este aumento é fruto da estratégia de controlo dos termoacumuladores que através da alteração dos seus ciclos de funcionamento passaram a registar um pico de consumo noturno superior ao registado no Cenário #2.

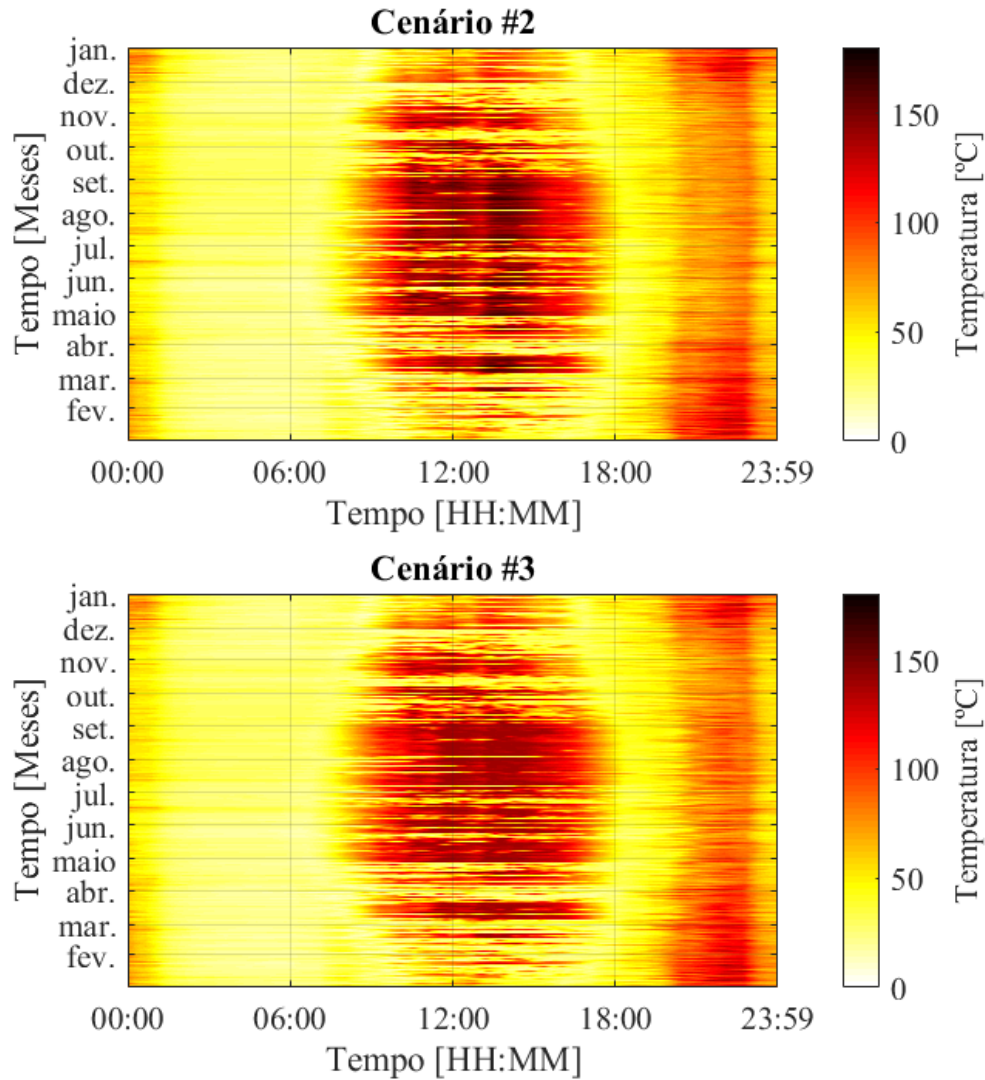


Figura 43 – Valores instantâneos da temperatura *hottest-spot* do óleo isolante dos enrolamentos do transformador no Cenário #2 e no Cenário #3.

Através do controlo da temperatura *hottest-spot*, o envelhecimento acumulado do transformador ao longo de 1 ano foi de 342 dias, tal como se pode observar pela Figura 44. Tendo em conta que, para o mesmo ano, o envelhecimento acumulado no Cenário #2 foi de 644 dias conclui-

se que a aplicação da solução proposta cumpriu com o objetivo de reduzir o envelhecimento do transformador registrado no Cenário #2.

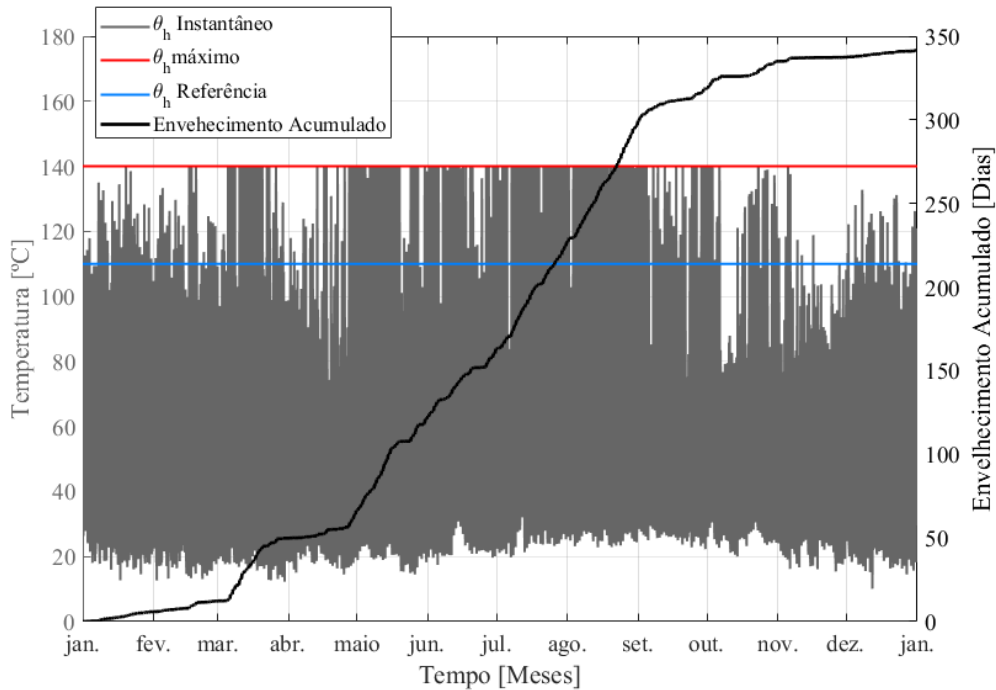


Figura 44 - Temperatura *hottest-spot* do transformador e Envelhecimento acumulado para todos os instantes do ano do Cenário #3.

5.4 Discussão

Através dos resultados apresentados no Cenário #1 conclui-se que o dimensionamento do transformador realizado para o bairro original foi adequado uma vez que, para todo o ano analisado, a temperatura *hottest-spot* do transformador não ultrapassou a temperatura máxima de 140 °C. A operação do transformador ao longo de todo o ano resultou num envelhecimento equivalente de 14 dias sendo que os períodos de maior envelhecimento foram provocados pelo maior consumo de energia elétrica dos edifícios registrado nos meses de inverno. Os dados relativos ao consumo total de energia elétrica, demonstram que, ao longo do ano, foi necessário importar 134922 kWh de energia elétrica da rede BT para satisfazer as necessidades de consumo dos 19 edifícios. Do valor total das importações, cerca de 40% foram para satisfazer as necessidades dos termoacumuladores indicando a forte influência que a utilização dos termoacumuladores tem sobre o diagrama de carga do transformador. Para ilustrar essa influência, apresenta-se a Figura 45

na qual se compara o diagrama de carga médio diário anual do agregado dos 19 termoacumuladores (em cima) com o diagrama de carga médio diário anual do transformador.

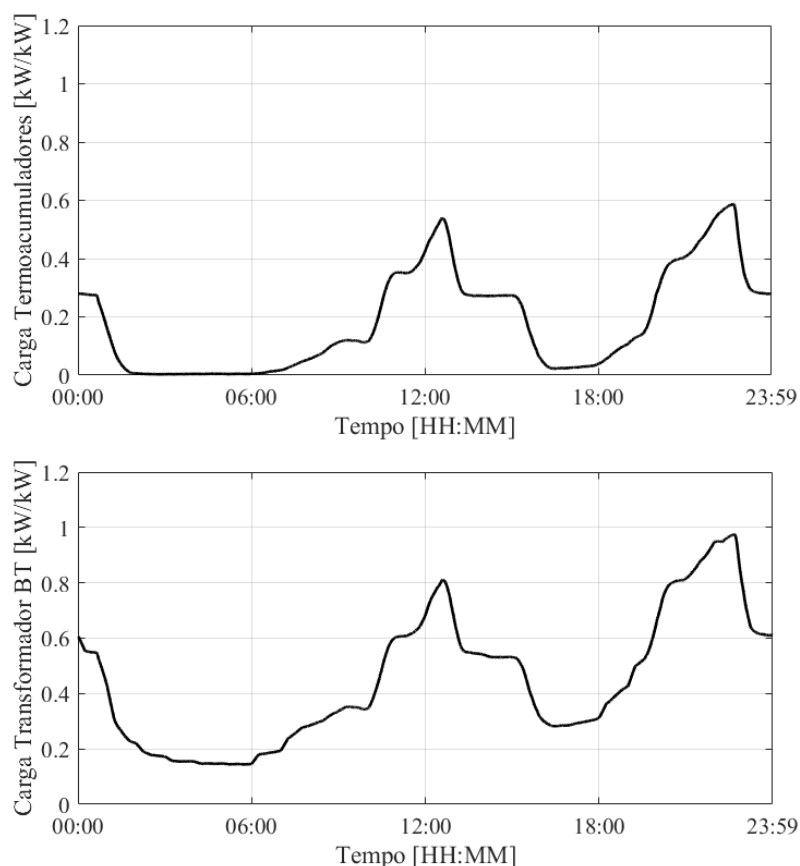


Figura 45 – Comparação entre a carga média diária anual resultante da utilização dos termoacumuladores (figura acima) e a carga média diária anual registada no transformador BT.

No Cenário #2 analisou-se o envelhecimento do transformador do Cenário #1 para o caso em que os 19 edifícios do cenário base são convertidos a nZEB. Os resultados relativos a este cenário demonstram que o transformador acumulou um envelhecimento total de 644 dias ao longo de 1 ano de operação. Este valor corresponde a mais de 45 vezes o envelhecimento registado no Cenário #1 para o mesmo período de tempo, e equivale a 1,76 anos de operação caso se considere que um envelhecimento normal é o equivalente a 365 dias por cada ano. Através da análise dos resultados, verificou-se que as maiores contribuições para este excessivo envelhecimento são originadas nos períodos em que se registam as maiores diferenças entre o consumo e a geração de energia elétrica. Numa primeira análise, durante o inverno, estas diferenças são caracterizadas por maiores valores de consumo do que de geração, principalmente devido à utilização de equipamentos elétricos destinados ao aquecimento de espaços domésticos e pelo aumento da procura elétrica referente à iluminação. Simultaneamente, verifica-se uma reduzida geração fotovoltaica

consequente de menores valores de irradiância solar. Durante o verão, a disponibilidade do recurso solar é maior e a diferença entre geração e consumo de energia elétrica é ainda mais acentuada. O consumo de energia elétrica diminui enquanto que a geração aumenta, originando fluxos inversos de energia com amplitudes instantâneas muito elevadas. Como resultado, é durante o verão que se regista a maior frequência de temperaturas *hottest-spot* superiores a 140 °C e, em função disso, um maior envelhecimento do transformador.

No Cenário #3 aplicou-se a solução proposta no Capítulo 1 para resolver o problema do excessivo envelhecimento do transformador registado no Cenário #2. Os resultados do Cenário #3 permitem concluir sobre a eficácia da solução proposta na redução do envelhecimento do transformador obtido no Cenário #2. Para todo o ano de operação obteve-se um envelhecimento acumulado de apenas 342 dias e a temperatura *hottest-spot* nunca ultrapassou os 140 °C. Este registo representa uma redução de 302 dias face ao envelhecimento obtido no Cenário #2. Por forma a ilustrar a variação anual da temperatura θ_h e o envelhecimento equivalente do transformador ao longo do ano, em cada um dos cenários, estes são apresentados na Figura 46 e na Figura 47, respetivamente.

Nos momentos em que foi utilizada, a estratégia de controlo dos termoacumuladores demonstrou ser eficaz a controlar a temperatura θ_h abaixo dos 140 °C, quer através da redução de fluxos inversos quer pela redução de fluxos diretos. No entanto, esta estratégia revelou limitações no que toca à sua disponibilidade. Conforme referido no Capítulo 1 a disponibilidade de cada termoacumulador depende da temperatura da água quente no interior do seu tanque e do seu estado de funcionamento. De acordo com os parâmetros considerados na Secção 4.1 a disponibilidade dos termoacumuladores para o controlo da carga L está limitada por um valor de $T_k = 5$ °C. Este valor revelou-se elevado, uma vez que impediu o controlo dos termoacumuladores para ocasiões em que $L > L_{max}$ sendo necessária a atuação da estratégia de *curtailment*.

A estratégia de *curtailment* foi utilizada sempre que não foi possível controlar os termoacumuladores e os resultados obtidos demonstram a sua eficácia na diminuição dos fluxos inversos e consequentemente no controlo da temperatura θ_h abaixo dos 140 °C. No entanto, a utilização desta estratégia implica a redução da geração fotovoltaica e consequentemente reduz o possível lucro dos utilizadores relativo à venda dessa energia para a rede. Desta forma, o sistema implementado aplica a mesma percentagem de corte a todos os sistemas fotovoltaicos presentes na rede BT.

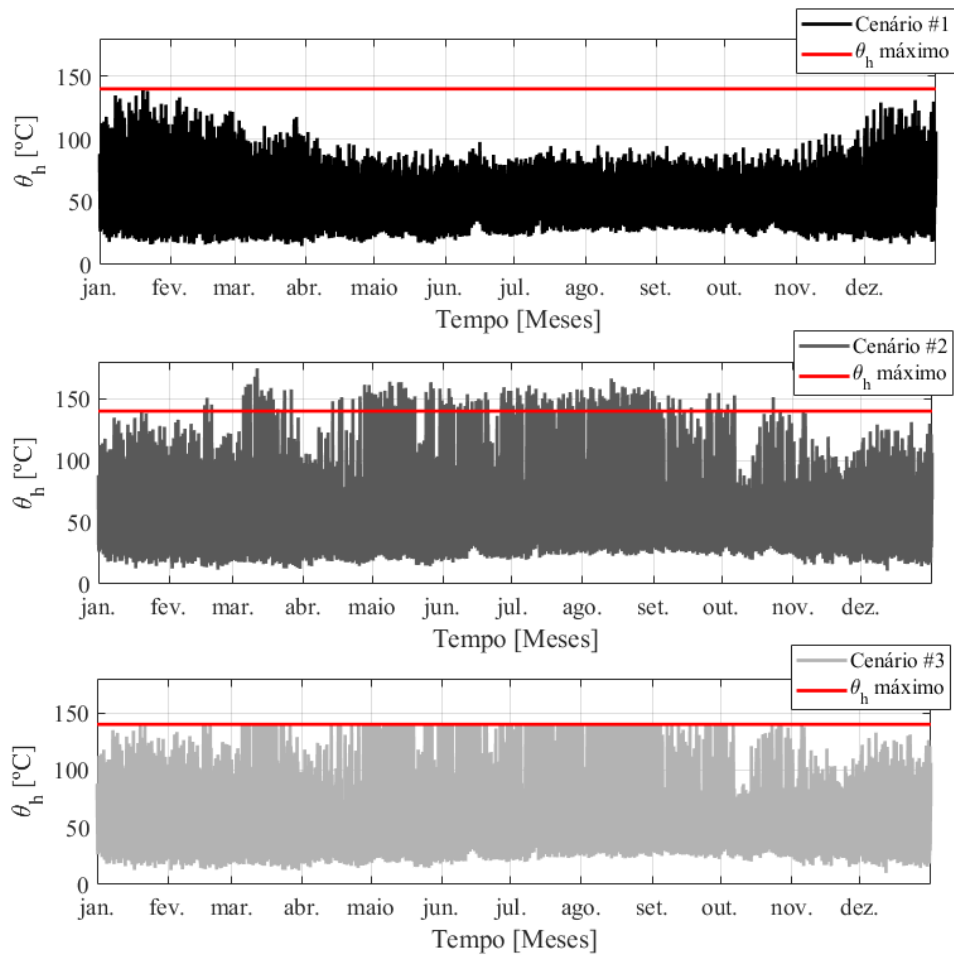


Figura 46 – Valores instantâneos da temperatura *hottest-spot* do transformador para os cenários #1, #2 e #3.

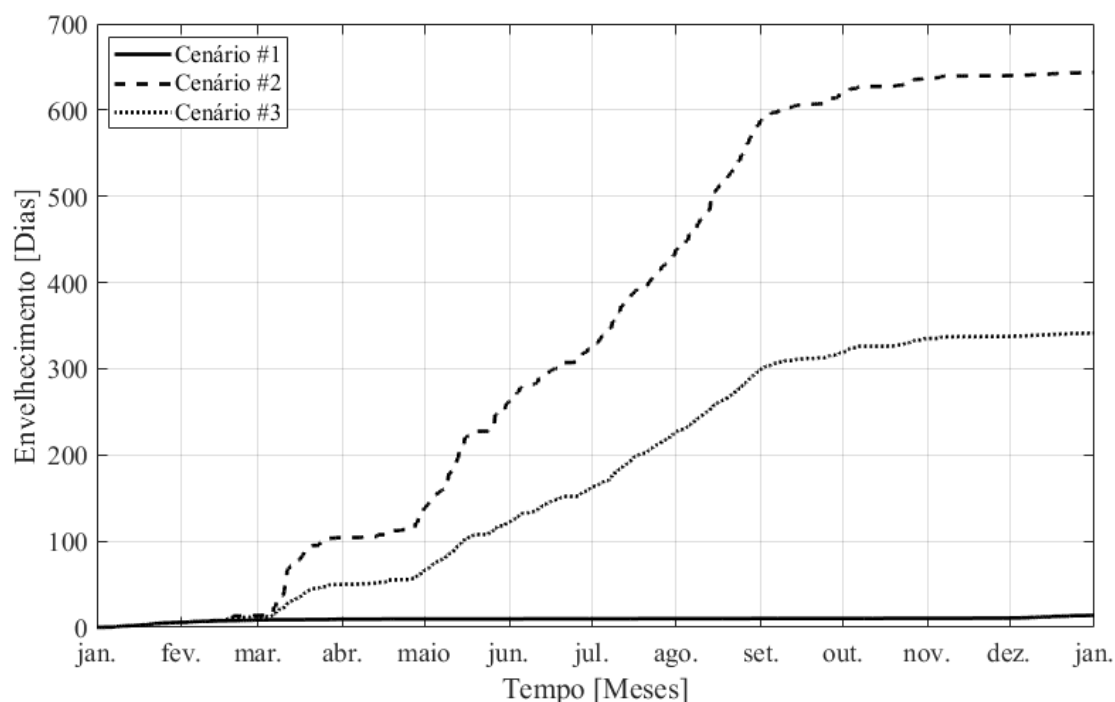


Figura 47 – Envelhecimento do Transformador (em dias) equivalente a um período de operação de 1 ano para os cenários #1, #2 e #3.

A Figura 48 apresenta os valores de geração e de corte de energia elétrica anuais associados a cada um dos 19 edifícios. As barras a cinzento escuro representam a geração de energia elétrica em kWh de cada edifício, e as barras a vermelho e a cinzento claro representam o corte de energia elétrica, em kWh e em percentagem respetivamente, aplicado a cada edifício. É possível observar que o corte aplicado a cada edifício é proporcional à sua geração. Verifica-se que nos edifícios em que a geração é mais elevada o corte aplicado é também mais elevado e vice-versa. Portanto, em valores percentuais, o corte realizado é igual em todos os edifícios (cerca de 0,06 % relativamente ao total de energia elétrica gerada por cada edifício). Conclui-se deste modo a eficácia da estratégia na distribuição dos prejuízos relacionados com o corte de energia elétrica.

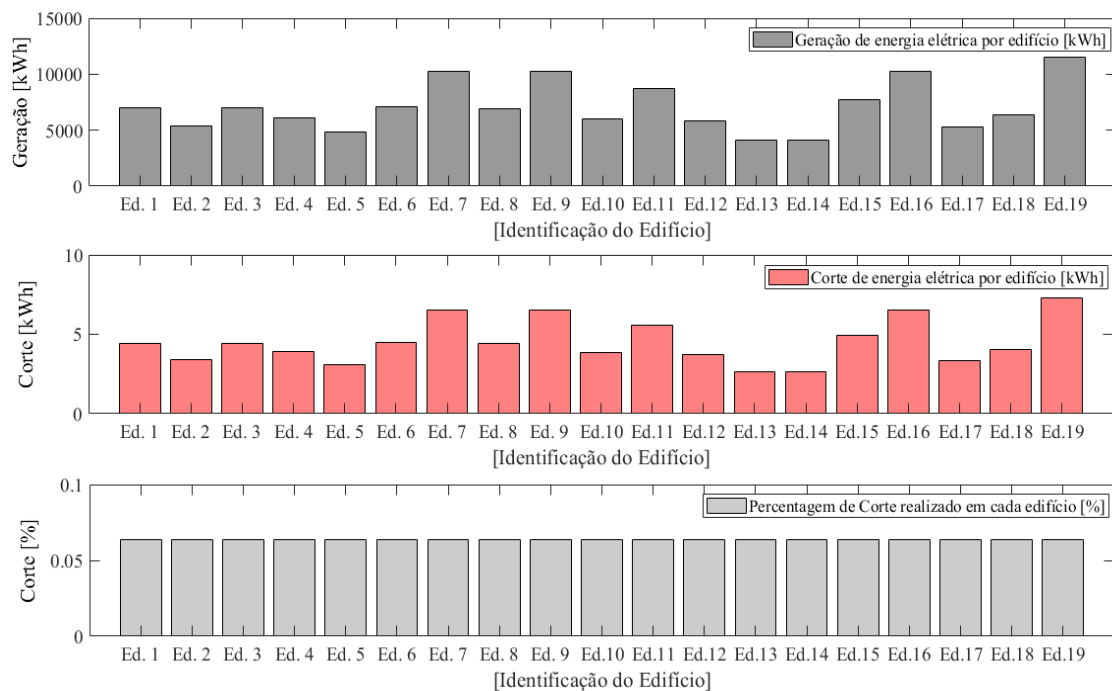


Figura 48 – Geração de energia elétrica (a cinzento escuro), corte de energia elétrica (a vermelho), e percentagem de corte de energia elétrica (a cinzento claro) relativo a cada edifício no Cenário #3 ao longo do ano em estudo.

Relativamente à importação de energia elétrica da rede BT, e comparando os 3 cenários estudados, o Cenário #1 apresentou os valores mais altos tal como era expectável. A ausência de sistemas fotovoltaicos no Cenário #1 obrigou a importação de toda a energia elétrica necessária para satisfazer as necessidades de consumo dos edifícios. Com a adição de geração fotovoltaica no Cenário #2 foi possível diminuir o valor das importações em 40%. Esta diminuição resulta do autoconsumo da energia elétrica gerada localmente pelos edifícios. Quando a geração de energia elétrica ultrapassa as necessidades de consumo dos edifícios, o excesso de energia elétrica é exportado para a rede BT. De acordo com os resultados da Tabela 7 o total de energia elétrica exportada para a rede foi exatamente igual ao valor da energia importada, cerca de 80920 kWh, e portanto o balanço energético, dado pela diferença entre importação e exportação de energia, é nulo, tal como esperado num cenário em que os edifícios são convertidos a nZEB. Relativamente ao Cenário #3, verifica-se que o controlo dos termoacumuladores permitiu diminuir o valor das importações em 153 kWh relativamente ao Cenário #2. Por outro lado, o controlo dos termoacumuladores implica um aumento anual do consumo em cerca de 109 kWh, face ao Cenário #2. É particularmente interessante verificar que 2 cenários com iguais perfis e necessidades de consumo de água quente necessitem de diferentes quantidades de energia para satisfazer essas necessidades. Em concreto, para satisfazer as mesmas necessidades de consumo de água quente são necessários mais 109 kWh de energia elétrica no Cenário #3 do que no Cenário #2. Este resultado

indica que a estratégia de controlo dos termoacumuladores apresenta perdas de energia associadas.

Relativamente à geração de energia elétrica verificou-se uma redução de 86 kWh no Cenário #3 comparativamente ao Cenário #2. Esta ligeira redução está associada ao corte de energia elétrica realizado pela estratégia de *curtailment* ao longo do ano e corresponde a aproximadamente 0,06 % do total da energia gerada. Mesmo com um aumento do consumo e com uma diminuição da geração foi possível diminuir o valor das importações no Cenário #3. Isto acontece graças ao ligeiro aumento do autoconsumo realizado pelo controlo dos termoacumuladores. A redução da geração e o aumento do autoconsumo levaram à consequente redução das exportações de 80920 kWh (no Cenário #2) para 80573 kWh (no Cenário #3).

Tabela 7 - Valores de energia elétrica associados ao consumo, geração, importação, exportação e autoconsumo do agregado dos 19 edifícios nos cenários #1, #2 e #3.

Parâmetro/Unidade	Cenário #1	Cenário #2	Cenário #3
Consumo [kWh]	134922,00	134922,00	135030,20
Geração [kWh]	0	134922,00	134836,30
Importação [kWh]	134922,00	80919,80	80767,10
Exportação [kWh]	0	80919,80	80573,20
Autoconsumo [kWh]	0	54002,20	54263,10
Autoconsumo [%]	0	40,03	40,19

De modo a testar a independência de cada uma das estratégias aplicadas (*curtailment* e controlo de termoacumuladores) no contexto da solução proposta no Capítulo 3 analisaram-se 2 cenários adicionais aplicados ao mesmo caso apresentado ao longo deste estudo. Partindo do problema registado no Cenário #2, considerou-se um Cenário #3.a onde é apenas aplicada a estratégia de *curtailment* e considerou-se um Cenário #3.b onde é apenas aplicada a estratégia de controlo dos termoacumuladores. Note-se que para a simulação destes cenários #3.a e #3.b foram considerados, sempre que aplicável, os mesmos valores dos parâmetros utilizados no Cenário #3. Os resultados obtidos através da simulação destes cenários, nomeadamente o envelhecimento anual acumulado do transformador e o registo anual instantâneo da temperatura θ_h , estão apresentados na Figura 49 e na Figura 50 respetivamente.

Através da análise da Figura 49 conclui-se que o controlo dos termoacumuladores permite uma maior redução no envelhecimento do transformador comparativamente com a estratégia de *curtailment*. Por outro lado, a Figura 50 indica que a estratégia de *curtailment* é melhor no controlo da temperatura θ_h . Utilizando apenas a estratégia de controlo dos termoacumuladores registou-se uma temperatura θ_h máxima de 161 °C enquanto que com a estratégia de *curtailment* a temperatura θ_h não ultrapassou $\theta_{h_{max}}$ (140 °C). Através dos resultados obtidos conclui-se que a combinação das duas estratégias (Cenário #3) é a melhor solução tanto a nível de controlo da temperatura θ_h como na redução do envelhecimento do transformador.

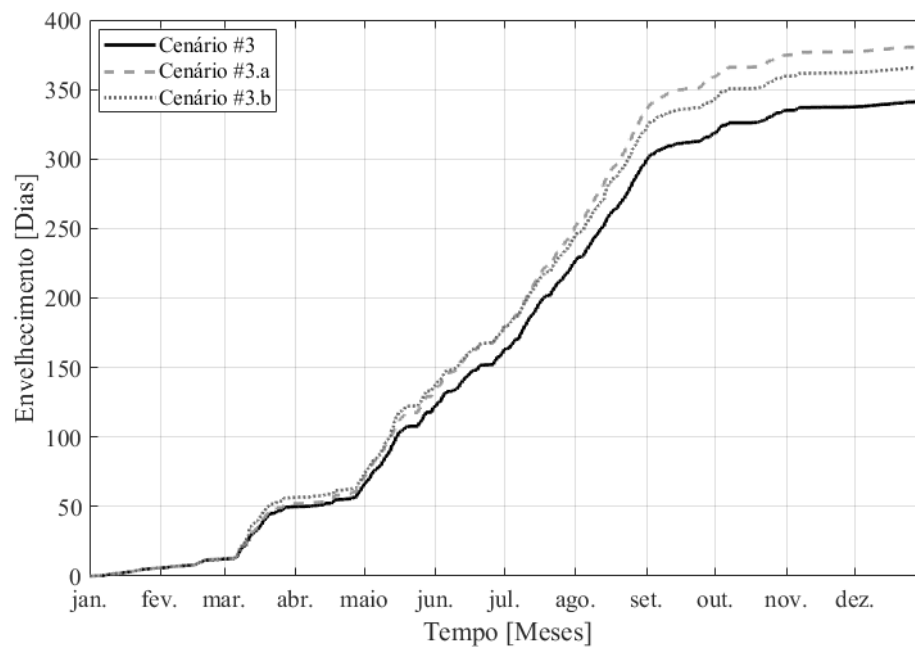


Figura 49 – Envelhecimento do transformador (em dias) equivalente a um período de operação de 1 ano para os cenários #3, #3.a e #3.b.

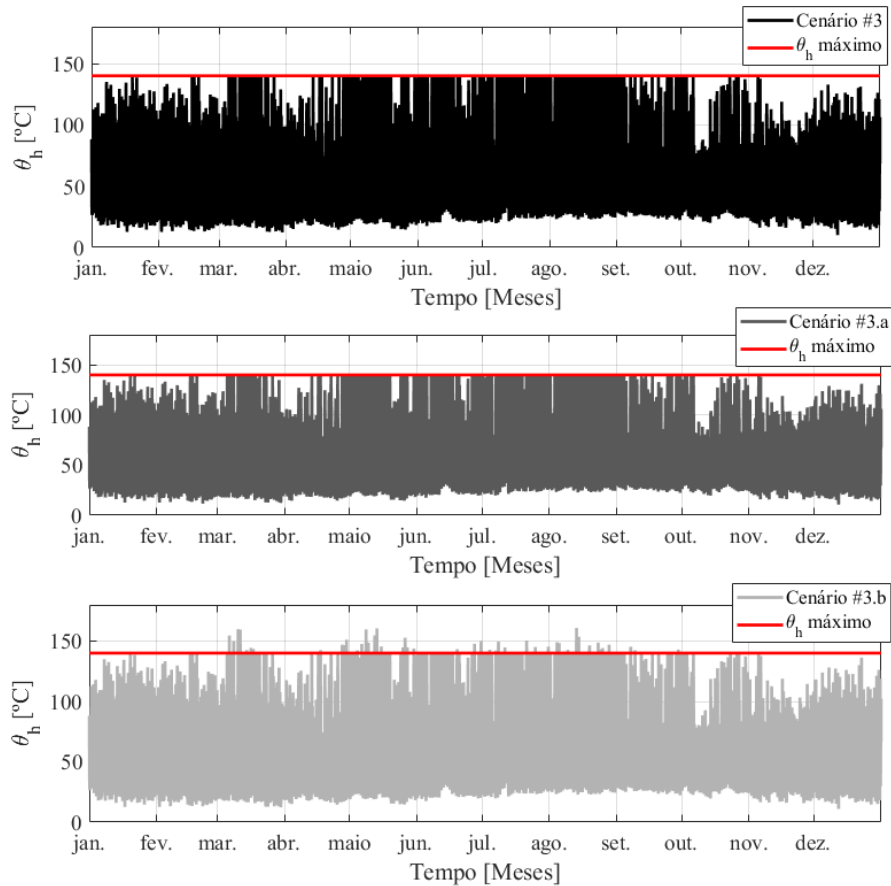


Figura 50 – Valores instantâneos da temperatura *hottest-spot* do transformador para os cenários #3, #3.a e #3.b.

Na Tabela 8 apresentam-se os valores de consumo, importação, geração, exportação e autoconsumo de energia elétrica associados aos cenários #3.a e #3.b. Resultados relativos ao Cenário #3 foram também integrados para permitir uma melhor comparação. Através dos resultados apresentados na Tabela 8 é possível concluir que o controlo dos termoacumuladores contribui para um aumento do autoconsumo e consequentemente apresenta valores mais baixos de importação de energia elétrica comparativamente ao cenário em que apenas é aplicado *curtailment*.

De acordo com EN 15603, 2008, por cada 1 kWh de energia elétrica importada pode considerar-se um consumo de 617 g de CO₂ associado [24]. Por outro lado, a aplicação de *curtailment* diminui a exportação de energia. Considerando que a redução da exportação de energia implica o aumento da importação de energia e, considerando um aumento da emissão de CO₂ associado à produção, transporte e distribuição dessa energia, então pode calcular-se a quantidade de CO₂ emitida através da aplicação de *curtailment*.

Em comparação com o Cenário #3.a em que apenas *curtailment* é aplicado, o Cenário #3 apresenta menores valores de importação (cerca de 151 kWh a menos) e maiores de exportação (cerca de 348 kWh a mais). Deste modo, conclui-se que a solução proposta permite reduzir o

equivalente a 308 kg de emissões de CO₂ comparativamente a um cenário onde apenas é utilizado *curtailment*.

Tabela 8 – Valores de energia elétrica associados ao consumo, geração, importação, exportação e auto-consumo do agregado dos 19 edifícios nos cenários #3, #3.a e #3.b.

Parâmetro/Unidade	Cenário #3	Cenário #3.a	Cenário #3.b
Consumo [kWh]	135030,20	134922,00	135037,10
Geração [kWh]	134836,30	134228,60	134922,00
Importação [kWh]	80767,10	80918,30	80773,80
Exportação [kWh]	80573,20	80225,20	80658,70
Autoconsumo [kWh]	54263,10	54003,70	54263,30
Autoconsumo [%]	40,19	40,03	40,18

6 Conclusões

O presente capítulo tem início com a apresentação de uma síntese geral do trabalho desenvolvido, bem como as principais contribuições do estudo realizado e respectivas conclusões. Seguidamente são mencionados os trabalhos futuros deixados em aberto.

6.1 Síntese Geral do Trabalho

A União Europeia tem vindo a traçar ambiciosos objetivos no que diz respeito à redução de emissões de CO₂. No que toca ao setor dos edifícios, onde é esperada uma redução em 90%, a Diretiva 2010/31/EU do parlamento europeu e do conselho de 19 de maio de 2010 impõe que todos os novos edifícios contruídos a partir de 2021 sejam, pelo menos, *nearly Zero-Energy Buildings* (nZEBs) [6]. De modo a atingir os objetivos propostos, parte do consumo de energia elétrica dos edifícios deve ser reduzido através de melhorias ao nível da eficiência energética e o restante consumo deve ser compensado com a introdução de sistemas de geração locais, por exemplo sistemas fotovoltaicos. A produção fotovoltaica é altamente variável pois depende de fatores meteorológicos e está, normalmente, fora do controlo dos operadores da rede. Deste modo, a elevada penetração de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão pode provocar dificuldades no seu controlo e operação [9], [10]. Em particular, a integração de um determinado número de nZEBs numa rede BT pode provocar o acelerado envelhecimento do transformador. Esse envelhecimento é causado pelos excessivos valores de fluxo inverso de energia que ocorrem durante os períodos de elevada geração fotovoltaica e baixo consumo [24]. Devido à importância do transformador na rede BT, e ao encontro dos objetivos definidos pela União Europeia, este trabalho teve como objetivo o desenvolvimento de uma solução de controlo de fluxos inversos de energia de forma a aumentar a vida útil do transformador.

Este trabalho contribui com uma solução que utiliza uma estratégia DR e uma estratégia de *curtailment* e que considera o comportamento térmico do transformador, bem como valores preferenciais para a sua operação. A referida estratégia de DR utiliza a flexibilidade energética disponibilizada por termoacumuladores.

O caso de estudo incidiu num agregado de 19 edifícios localizados em Évora com perfis de consumo e dados meteorológicos reais. Sob o caso de estudo foram elaborados 3 cenários distintos. O Cenário #1 consistiu na adição de termoacumuladores a todos os edifícios e foi possível uma vez que nenhum dos edifícios originais possuía equipamentos elétricos para o aquecimento de água doméstica. Esta adição foi realizada com o objetivo de introduzir flexibilidade energética nos edifícios considerados. O Cenário #2 consistiu na conversão dos edifícios do Cenário #1 em nZEBs. E por fim o Cenário #3 consistiu na aplicação da solução proposta sob os edifícios do Cenário #2.

6.2 Principais Contribuições

Os resultados dos cenários estudados demonstram que a transição dos edifícios do cenário base para nZEBs causa um impacto negativo no funcionamento do transformador. A sua temperatura *hottest-spot* (θ_h) atinge valores excessivos (superiores a 140 °C) que colocam em causa o seu funcionamento e aceleram o seu processo de envelhecimento. Em particular, a conversão dos 19 edifícios para nZEB provocou um envelhecimento anual do transformador equivalente a 1,76 anos, diminuindo o seu tempo de vida útil quase em metade (comparativamente ao caso de referência, com θ_h igual a 110 °C durante um ano). Concluiu-se que as principais contribuições para estes impactos negativos ocorrem nos períodos em que se registam as maiores diferenças entre o consumo e geração de energia elétrica dos edifícios. Observou-se também que as maiores diferenças ocorrem durante o verão justamente nos momentos em que a geração é muito superior ao consumo. Para estes casos os fluxos inversos assumem amplitudes muito superiores (cerca de 1,9 vezes) à carga nominal do transformador que, estando sujeito a longos períodos sobre estas condições, vê a sua temperatura θ_h aumentar para valores superiores a 140 °C provocando o seu acelerado envelhecimento.

A utilização de uma estratégia de *curtailment* implementada através de um sistema de divisão de custos permite não só controlar a temperatura θ_h do transformador abaixo do limite $\theta_{h_{max}}$ ao longo de todo o ano, mas também assegurar a aplicação da mesma percentagem de corte de energia elétrica a todos os edifícios do bairro garantido que nenhum utilizador é beneficiado

ou prejudicado. Através da exclusiva aplicação de *curtailment* registou-se um envelhecimento anual do transformador de cerca de 381 dias indicando que para se atingir um envelhecimento de 365 dias ao longo de um ano de operação deveria ser considerado um valor de temperatura máxima $\theta_{h_{max}}$ inferior a 140 °C.

Utilizando unicamente uma estratégia DR de controlo de termoacumuladores não foi possível assegurar que, ao longo de todo o ano, a temperatura θ_h do transformador permanecesse abaixo do valor considerado $\theta_{h_{max}}$. A falha na concretização deste objetivo relaciona-se com as limitações impostas pelo conforto dos utilizadores e por limitações relacionadas com a prudente utilização dos termoacumuladores. No caso deste trabalho essas limitações foram impostas através da introdução de limites máximos para a temperatura da água quente dos termoacumuladores que condicionavam a disponibilidade dos termoacumuladores no controlo da carga L . Consequentemente, através da exclusiva utilização da estratégia de controlo dos termoacumuladores o transformador registou uma temperatura θ_h máxima de 161 °C. Para além disso registou-se um envelhecimento anual do transformador de 366 dias.

A comparação das duas estratégias permitiu concluir que relativamente ao controlo da temperatura θ_h do transformador, a estratégia de *curtailment* permite obter melhores resultados. No entanto para diminuir o envelhecimento anual do transformador o controlo dos termoacumuladores é mais eficaz. Relativamente às trocas de energia elétrica entre os edifícios e a rede elétrica uma utilização exclusiva da estratégia de *curtailment* resulta em valores de exportação mais baixos e valores de importação mais elevados comparativamente com a estratégia onde apenas é realizado o controlo de termoacumuladores. O controlo de termoacumuladores permite um aumento do autoconsumo e consequentemente uma menor necessidade de importar energia elétrica da rede. No entanto esta estratégia apresenta também perdas de energia uma vez que para satisfazer as mesmas necessidades de consumo de água quente dos habitantes foi necessária uma maior utilização dos termoacumuladores.

A implementação da solução proposta consistiu na combinação da aplicação da estratégia de controlo dos termoacumuladores com a estratégia de *curtailment*. A utilização desta solução permitiu controlar os valores da temperatura θ_h do transformador abaixo de $\theta_{h_{max}}$ ao longo de todo o ano. Relativamente ao envelhecimento anual do transformador foi possível atingir melhores resultados do que com a aplicação isolada de cada uma das estratégias, cerca de 342 dias. Este registo representa uma redução de 302,3 dias face ao envelhecimento obtido da conversão dos edifícios para nZEBs. Relativamente às importações e exportações de energia elétrica para a rede, foi possível diminuir cerca de 151 kWh e aumentar 348 kWh, respetivamente, relativamente à

exclusiva utilização de *curtailment*, sendo possível desse modo reduzir a emissão de 308 kg de CO₂ para a atmosfera.

Quanto ao balanço energético, em nenhum dos casos, quer através da aplicação das estratégias isoladamente, quer através da sua combinação, foi possível atingir um resultado nulo. O corte de energia elétrica associado à estratégia de *curtailment* reduz o valor das exportações enquanto que por outro lado, o controlo dos termoacumuladores, apesar de contribuir para um maior autoconsumo contribui também com perdas associadas à utilização dos termoacumuladores. Apesar da solução proposta contribuir para um aumento do tempo de vida útil do transformador, contribui também para a remoção do “estatuto” nZEB dos edifícios considerados.

6.3 Trabalhos Futuros

Para este estudo foi considerado um modelo matemático do termoacumulador de primeira ordem, que descreve o seu comportamento através da modelação da temperatura da água no interior do tanque e do seu estado de funcionamento. Porém, existem várias dinâmicas que influenciam o funcionamento do termoacumulador, elevando a complexidade desta modelação. Mais especificamente, a distribuição da temperatura da água no interior do tanque, a variação da temperatura do meio envolvente, a temperatura da água fria que vem da rede, as trocas energéticas que ocorrem nas canalizações, entre outros. Em adição, sendo um modelo de primeira ordem não tem em consideração regimes transitórios de ordem superior provenientes do funcionamento do termoacumulador. Devido à complexidade que o sistema engloba, num trabalho futuro seria interessante considerar um modelo que englobe todas as características supracitadas e para além disso que utilize parâmetros reais do consumo de água quente dos utilizadores assim como características reais relativas à dimensão do depósito e potência média de consumo do termoacumulador de cada edifício.

Uma melhoria interessante do trabalho realizado seria a implementação de um algoritmo de controlo para o termoacumulador que previsse o consumo de água quente dos seus utilizadores assim como as condições meteorológicas que influenciam a geração fotovoltaica e a ocorrência de fluxos inversos. Seria também importante expandir o algoritmo desenvolvido a outros dispositivos, de preferência com uma maior capacidade de armazenamento energético, como baterias por exemplo. Por fim, e no limite, seria interessante estender este trabalho para uma aplicação real e verificar se em tais condições a solução proposta facilita a integração de nZEBs em redes

de distribuição de energia elétrica em baixa tensão e se aumenta o tempo de vida útil dos transformadores.

Referências

- [1] J. Jupesta, R. Boer, G. Parayil, Y. Harayama, M. Yarime, J. A. P. de Oliveira, and S. M. Subramanian, “Managing the transition to sustainability in an emerging economy: Evaluating green growth policies in Indonesia,” *Environ. Innov. Soc. Transitions*, vol. 1, no. 2, pp. 187–191, Dec. 2011. doi: 10.1016/j.eist.2011.08.001.
- [2] “85th EUROCONSTRUCT Conference - 8th June 2018.” [Online]. Disponível em: http://euroconstruct.org/ec/press/pr2018_85. [Acedido em: 17-Sep-2018].
- [3] “European construction market forecast from 2015-2020.” [Online]. Disponível em: <https://buildingradar.com/construction-blog/european-construction-market-forecast/>. [Acedido em: 20-Aug-2018].
- [4] D. D. ' Agostino, P. Zangheri, B. Cuniberti, D. Paci, and P. Bertoldi, “Progress of Member States towards NZEBs Synthesis Report on the National Plans for Nearly Zero Energy Buildings (NZEBs) 2016,” 2016. Disponível em: <https://ec.europa.eu/jrc>. [Acedido em: 20-Aug-2018].
- [5] “Buildings - European Commission.” [Online]. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/buildings>. [Acedido em: 22-Jan-2018].
- [6] EU, “Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings (recast),” *Off. J. Eur. Union*, 2010. doi:10.3000/17252555.L_2010.153.eng
- [7] R. A. Lopes, J. Martins, D. Aelenei, and C. P. Lima, “A cooperative net zero energy community to improve load matching,” *Renew. Energy*, vol. 93, pp. 1–13, Aug. 2016. doi: 10.1016/j.renene.2016.02.044.

- [8] C. Gonzalez, J. Geuns, S. Weckx, T. Wijnhoven, P. Vingerhoets, T. De Rybel, and J. Driesen, "LV distribution network feeders in Belgium and power quality issues due to increasing PV penetration levels," in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2012, pp. 1–8. doi: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465624.
- [9] S. Hashemi and J. Østergaard, "Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, no. 2, pp. 205–214, Feb. 2017. doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0277.
- [10] P. Chaudhary and M. Rizwan, "Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high PV penetration: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 3279–3287, Feb. 2018. doi: 10.1016/j.rser.2017.10.017.
- [11] P. Mohammadi and S. Mehraeen, "Challenges of PV Integration in Low-Voltage Secondary Networks," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 1, pp. 525–535, Feb. 2017. doi: 10.1109/TPWRD.2016.2556692.
- [12] H. Beltran, E. Perez, N. Aparicio, and P. Rodriguez, "Daily Solar Energy Estimation for Minimizing Energy Storage Requirements in PV Power Plants," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 474–481, Apr. 2013. doi: 10.1109/TSTE.2012.2206413.
- [13] E. Perez, H. Beltran, N. Aparicio, and P. Rodriguez, "Predictive Power Control for PV Plants With Energy Storage," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 482–490, Apr. 2013. doi: 10.1109/TSTE.2012.2210255.
- [14] M. A. Mahmud, M. J. Hossain, and H. R. Pota, "Analysis of Voltage Rise Effect on Distribution Network with Distributed Generation," *IFAC Proc. Vol.*, vol. 44, no. 1, pp. 14796–14801, Jan. 2011. doi: 10.3182/20110828-6-IT-1002.01305.
- [15] A. R. A. Manito, A. Pinto, and R. Zilles, "Evaluation of utility transformers' lifespan with different levels of grid-connected photovoltaic systems penetration," *Renew. Energy*, vol. 96, pp. 700–714, Oct. 2016. doi: 10.1016/j.renene.2016.05.031.
- [16] H. Pezeshki, P. J. Wolfs, and G. Ledwich, "Impact of high PV penetration on distribution transformer insulation life," *IEEE Trans. Power Deliv.*, 2014. doi: 10.1109/TPWRD.2013.2287002.
- [17] R. Godina, E. Rodrigues, J. Matias, and J. Catalão, "Effect of Loads and Other Key Factors

- on Oil-Transformer Ageing: Sustainability Benefits and Challenges,” *Energies*, vol. 8, no. 10, pp. 12147–12186, Oct. 2015. doi: 10.3390/en81012147.
- [18] E. Gockenbach and H. Borsi, “Diagnostic methods for transformers on-site,” in *Proceedings of 1998 International Symposium on Electrical Insulating Materials. 1998 Asian International Conference on Dielectrics and Electrical Insulation. 30th Symposium on Electrical Insulating Materials (IEEE Cat. No.98TH8286)*, pp. 737–742. doi: 10.1109/ISEIM.1998.741851.
- [19] E. Simonson, “Transformer ratings and transformer life,” in *IEEE Colloquium Transformer Life Management*, 1998, vol. 1998, pp. 7–7. doi: 10.1049/ic:19981011.
- [20] R. Tonkoski, D. Turcotte, and T. H. M. El-Fouly, “Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 518–527, Jul. 2012. doi: 10.1109/TSTE.2012.2191425.
- [21] D. Baltensperger, A. Buechi, F. R. S. Sevilla, and P. Korba, “Optimal Integration of Battery Energy Storage Systems and Control of Active Power Curtailment for Distribution Generation,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 50, no. 1, pp. 8856–8860, Jul. 2017. doi: 10.1016/j.ifacol.2017.08.1542.
- [22] R. A. Lopes, P. Magalhães, J. P. Gouveia, D. Aelenei, C. Lima, and J. Martins, “A case study on the impact of nearly Zero-Energy Buildings on distribution transformer aging,” *Energy*, vol. 157, pp. 669–678, Aug. 2018. doi: 10.1016/j.energy.2018.05.148.
- [23] *IEC (2005) 60076-7 Loading Guide For Oil-immersed Power Transformers*.
- [24] Rui Amaral Lopes, “Extending nearly Zero-Energy Buildings Load Matching Improvement to Community-Level,” 2017. (Ph.D. thesis). Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10362/29113>. [Acedido em: 09-Feb-2018].
- [25] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,” *Appl. Energy*, vol. 142, pp. 80–94, Mar. 2015. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028.
- [26] P. Siano, “Demand response and smart grids—A survey,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 461–478, Feb. 2014. doi: 10.1016/j.rser.2013.10.022.

- [27] The Power to choose. (2003). Paris, France: OECD:IEA. Disponível em: <http://library.umac.mo/ebooks/b13622407.pdf>.
- [28] M. Piette, O. Sezgen, D. Watson, N. Motegi, C. Shockman, Development and Evaluation of Fully Automated Demand Response in Large Facilities, Prepared For California Energy Commission, Public Interest Energy Research (PIER) Program, March 30, 2004 (LBNL-55085).
- [29] A. Chambel, “Plataforma Experimental para Prestação de Serviços Auxiliares de Reserva,” 2016. Dissertação de mestrado. Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.
- [30] FERC, “Assessment of Demand Response and Advanced Metering,” 2008. Disponível em: <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-08-demand-response.pdf>. [Acedido em: 19-Set-2018].
- [31] FERC, “Assessment of Demand Response and Advanced Metering,” 2010. Disponível em: <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2010-dr-report.pdf>. [Acedido em: 19-Set-2018].
- [32] P. C. Olival, A. G. Madureira, and M. Matos, “Advanced voltage control for smart microgrids using distributed energy resources,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 146, pp. 132–140, May 2017. doi: 10.1016/j.epsr.2017.01.027.
- [33] O. De Somer, A. Soares, K. Vanthournout, F. Spiessens, T. Kuijpers, and K. Vossen, “Using reinforcement learning for demand response of domestic hot water buffers: A real-life demonstration,” in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 2017, pp. 1–7. doi: 10.1016/j.epsr.2017.01.027.
- [34] L. Montuori, M. Alcázar-Ortega, C. Álvarez-Bel, and A. Domijan, “Integration of renewable energy in microgrids coordinated with demand response resources: Economic evaluation of a biomass gasification plant by Homer Simulator,” *Appl. Energy*, vol. 132, pp. 15–22, Nov. 2014. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.06.075.
- [35] J. Jargstorf, K. Vanthournout, T. De Rybel, and D. Van Hertem, “Effect of Demand Response on transformer lifetime expectation,” in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2012, pp. 1–8. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.06.075.

- [36] M. Humayun, A. Safdarian, M. Z. Degefa, and M. Lehtonen, "Demand Response for Operational Life Extension and Efficient Capacity Utilization of Power Transformers During Contingencies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 4, pp. 2160–2169, Jul. 2015. doi: 10.1109/TPWRS.2014.2358687.
- [37] M. Humayun, M. Z. Degefa, A. Safdarian, and M. Lehtonen, "Utilization Improvement of Transformers Using Demand Response," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 1, pp. 202–210, Feb. 2015. doi: 10.1109/TPWRD.2014.2325610.
- [38] O. Malik and P. Havel, "Active demand-side management system to facilitate integration of res in low-voltage distribution networks," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2014. doi: 10.1109/TSTE.2013.2288805.
- [39] K. C. Divya and J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems—An overview," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, Apr. 2009. doi: 10.1016/j.epsr.2008.09.017.
- [40] I. Ranaweera, O.-M. Midtgård, and M. Korpås, "Distributed control scheme for residential battery energy storage units coupled with PV systems," *Renew. Energy*, vol. 113, pp. 1099–1110, Dec. 2017. doi: 10.1016/j.renene.2017.06.084.
- [41] J. M. Santos, P. S. Moura, and A. T. de Almeida, "Analysis of the distributed residential energy storage impact on the grid operation," in *2014 IEEE/IAS 50th Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference*, 2014, pp. 1–7. doi: 10.1109/ICPS.2014.6839174.
- [42] G. Pereira Távora, "Análise da Evolução Tecnológica na Área das Baterias Elétricas," 2016. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10451/25170>. [Acedido em: 23-Set-2018]
- [43] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki, and Y. Zeraoui, "Energy storage: Applications and challenges," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 120, pp. 59–80, Jan. 2014. doi: 10.1016/j.solmat.2013.08.015.
- [44] Y. Zhang, A. Lundblad, P. E. Campana, and J. Yan, "Employing Battery Storage to Increase Photovoltaic Self-sufficiency in a Residential Building of Sweden," *Energy Procedia*, vol. 88, pp. 455–461, Jun. 2016. doi: 10.1016/j.egypro.2016.06.025.
- [45] A. Aichhorn, M. Greenleaf, H. Li, and J. Zheng, "A cost effective battery sizing strategy based on a detailed battery lifetime model and an economic energy management strategy,"

- in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–8. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345103.
- [46] R. Luthander, J. Widén, J. Munkhammar, and D. Lingfors, “Self-consumption enhancement and peak shaving of residential photovoltaics using storage and curtailment,” *Energy*, vol. 112, pp. 221–231, Oct. 2016. doi: 10.1016/j.energy.2016.06.039.
 - [47] I. Ranaweera and O.-M. Midtgård, “Optimization of operational cost for a grid-supporting PV system with battery storage,” *Renew. Energy*, vol. 88, pp. 262–272, Apr. 2016. doi: 10.1016/j.renene.2015.11.044.
 - [48] G. Mulder, F. De Ridder, and D. Six, “Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels,” *Sol. Energy*, vol. 84, no. 7, pp. 1284–1293, Jul. 2010. doi: 10.1016/j.solener.2010.04.005.
 - [49] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, “Mitigation of Rooftop Solar PV Impacts and Evening Peak Support by Managing Available Capacity of Distributed Energy Storage Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 3874–3884, Nov. 2013. doi: 10.1109/TPWRS.2013.2259269.
 - [50] R. Luthander, D. Lingfors, and J. Widén, “Large-scale integration of photovoltaic power in a distribution grid using power curtailment and energy storage,” *Sol. Energy*, 2017. doi: 10.1016/j.solener.2017.07.083.
 - [51] F. M. Vieira, P. S. Moura, and A. T. de Almeida, “Energy storage system for self-consumption of photovoltaic energy in residential zero energy buildings,” *Renew. Energy*, vol. 103, pp. 308–320, Apr. 2017. doi: 10.1016/j.renene.2016.11.048.
 - [52] L. Kane and G. Ault, “A review and analysis of renewable energy curtailment schemes and Principles of Access: Transitioning towards business as usual,” *Energy Policy*, vol. 72, pp. 67–77, 2014. doi: 10.1016/j.enpol.2014.04.010.
 - [53] M. Rossi, G. Vigano, D. Moneta, D. Clerici, and C. Carlini, “Analysis of active power curtailment strategies for renewable distributed generation,” in *2016 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, 2016, pp. 1–6. doi: 10.23919/AEIT.2016.7892744.
 - [54] T. Stetz, F. Marten, and M. Braun, “Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 534–

542, Apr. 2013. doi: 10.1109/TSTE.2012.2198925.

- [55] M. Brunner, K. Rudion, and S. Tenbohlen, “PV curtailment reduction with smart homes and heat pumps,” in *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 2016, pp. 1–6. doi: 10.1109/ENERGYCON.2016.7514075.
- [56] M. A. Ghasemi and M. Parniani, “Prevention of distribution network overvoltage by adaptive droop-based active and reactive power control of PV systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 133, pp. 313–327, Apr. 2016. doi: 10.1109/ENERGYCON.2016.7514075.
- [57] R. Tonkoski, L. A. C. Lopes, and T. H. M. El-Fouly, “Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 139–147, Apr. 2011. doi: 10.1109/TSTE.2010.2098483.
- [58] R. Tonkoski and L. A. C. Lopes, “Impact of active power curtailment on overvoltage prevention and energy production of PV inverters connected to low voltage residential feeders,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 12, pp. 3566–3574, Dec. 2011. doi: 10.1016/j.renene.2011.05.031.
- [59] M. Zeraati, M. E. H. Golshan, and J. M. Guerrero, “A Consensus-Based Cooperative Control of PEV Battery and PV Active Power Curtailment for Voltage Regulation in Distribution Networks,” *IEEE Trans. Smart Grid*, pp. 1–1, 2017. doi: 10.1109/TSG.2017.2749623.
- [60] I. P. Instituto Nacional de Estatística e Direcção-Geral de Energia e Geologia, “Inquérito ao Consumo de Energia no Sector Doméstico,” 2010. Disponível em: https://www.ine.pt/ngt_server/attachfileu.jsp?look_parentBoui=127228533&att_display=n&att_download=y. [Acedido em: 15-Ago-2018].
- [61] J. Pedro Pereira Neves, “Estudo da Agregação da Flexibilidade em Habitações-O Frigorífico como Caso de Estudo,” Setembro 2016. Dissertação de mestrado. Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.
- [62] S. A. Kalogirou, “Solar Water-Heating Systems,” in *Solar Energy Engineering*, Elsevier, 2014, pp. 257–321. doi: 10.1016/B978-0-12-397270-5.00005-4.
- [63] Streicher, W., June 2012. Solar Thermal Heating Systems: Lecture book, SOLNET Summer course at the University of Innsbruck. Innsbruck, Austria. July 16-20 2012.

- [64] M. Bojić, S. Kalogirou, and K. Petronijević, “Simulation of a solar domestic water heating system using a time marching model,” *Renew. Energy*, vol. 27, no. 3, pp. 441–452, Nov. 2002. doi: 10.1016/S0960-1481(01)00098-2.
- [65] EPA, U.S Environmental Protection Agency, “Distributed Generation of Electricity and its Environmental Impacts.” Disponível em: <https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts>. [Acedido em: 09-Jul-2018].
- [66] R. M. G. Castro, “Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Fotovoltaica”, 2002. Disponível em: http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Introducao_a_Energia_Fotovoltaica.pdf.
- [67] J. P. Gouveia, J. Seixas, and A. Mestre, “Daily electricity consumption profiles from smart meters - Proxies of behavior for space heating and cooling,” *Energy*, vol. 141, pp. 108–122, Dec. 2017. doi: 10.1016/j.energy.2017.09.049.
- [68] ERSE, “70ª Consulta Pública - Enquadramento - Regulamentação dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica,” 2019. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/documents/70/cp70_redesinteligentese_e_enquadramento_final.pdf. [Acedido em: 10-Jan-2019].
- [69] Évora, “Inovgrid - Inovcity smart energy grid.” Disponível em: https://pocacito.eu/sites/default/files/Inovcity_%C3%89vora.pdf. [Acedido em: 23-Jul-2018].
- [70] J. P. Gouveia and J. Seixas, “Unraveling electricity consumption profiles in households through clusters: Combining smart meters and door-to-door surveys,” *Energy Build.*, vol. 116, pp. 666–676, Mar. 2016. doi: 10.1016/j.enbuild.2016.01.043.
- [71] E. Fuentes, L. Arce, and J. Salom, “A review of domestic hot water consumption profiles for application in systems and buildings energy performance analysis,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 1530–1547, Jan. 2018. doi: 10.1016/j.rser.2017.05.229.
- [72] J. Burch, and C. Christensen, “Towards Development of an Algorithm for Mains Water Temperature,” *Proc. 2007 ASES Annu. Conf.*, 2007. doi: doi=10.1.1.515.6885.
- [73] Sakaue K., Kamata M., Iwamoto S., Nimiya H., 2000, “The prediction method of water temperature In distribution pipes”. B4; 1-15, CIB-W62 Symposium, Brazil. Disponível em: <https://www.irbnet.de/daten/iconda/CIB5317.pdf>. [Acedido em: 17-Jul-2018].

- [74] “Dados meteorologicos do ICT - Polo Évora,” 2018. [Online]. Disponível em: <http://www.clima.ict.uevora.pt/>. [Acedido em: 12-Jul-2018].
- [75] Magalhães, P.L., 2017. “Study of Pump Control in Residential Grid-tied Solar Domestic Hot Water Photovoltaic-thermal (PV-T) Systems” (Ph.D. thesis). Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10362/28490>.
- [76] “Boletim Climatológico Mensal Portugal Continental - Janeiro 2014.” Disponível em: https://www.ipma.pt/resources.www/docs/im.publicacoes/edicoes.online/20140207/SZWBIUwhCXZajwXlhWak/cli_20140101_20140131_pcl_mm_co_pt.pdf. [Acedido em: 17-Jul-2018].
- [77] “Boletim Climatológico Mensal Portugal Continental - Dezembro 2014.” Disponível em: https://www.ipma.pt/resources.www/docs/im.publicacoes/edicoes.online/20150112/NzJRigXBIDfXtLSIyJmu/cli_20141201_20141231_pcl_mm_co_pt.pdf. [Acedido em: 17-Jul-2018].
- [78] “Leroy Merlin - Produtos.” [Online]. Disponível em: <http://www.leroymerlin.pt/Site/Produtos/Canalizacao/Termoacumuladores/Termoacumuladores/15116500.aspx>. [Acedido em: 11-May-2018].
- [79] “Termoacumuladores - AKI.” [Online]. Disponível em: <https://www.aki.pt/canalizacao/producao-de-agua-quente/termoacumuladores.aspx>. [Acedido em: 29-Jul-2018].
- [80] J. A. Duffie and W. A. Beckman, "Solar Engineering of Thermal Processes, Fourth Edition." Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2013. Disponível em: <http://doi.wiley.com/10.1002/9781118671603>.
- [81] “Clima: Évora: Climograma, Temperatura e Tabela climática Évora - Climate-Data.org.” [Online]. Disponível em: <https://pt.climate-data.org/location/135/>. [Acedido em: 30-Jul-2018].